



Universidad  
Carlos III de Madrid

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO FIN DE CARRERA

A large, semi-transparent circular image of a wind farm serves as the background for the title section. It shows several white wind turbines with three blades each, arranged in rows across a field. The image is slightly blurred, giving it a sense of depth.

# DISEÑO DEL SISTEMA DE EVACUACIÓN DE POTENCIA DE UN PARQUE EÓLICO

Autor: Francisco José Guzmán Lobato

Tutor: Santiago Arnaltes Gómez

Leganés, Junio de 2011



## Agradecimientos

Tengo tanto que agradecer, tanto que devolver...

Quisiera empezar por la vida misma, por su enigmática forma y fascinantes sabores, que vista desde una perspectiva correcta es nuestra más sabia instructora en el camino que cada cual ha emprendido y ha elegido.

Pero esta vida a la que me refiero, a su forma y sus sabores, no sería como tal de no ser por todas esas personas de las que he aprendido, de las que me he nutrido, de las que he recibido tanto que los momentos difíciles no son más que “obstáculos” que con entrenamiento y ayuda he ido aprendiendo a superar.

Me refiero a mi padre Francisco José, a mi madre Felisa, a mis hermanas Ana, Estefanía y Celia que, sin duda, son los principales responsables de la felicidad que me ha acompañado a lo largo de los años, pero también, en esta última etapa de mi vida, quisiera agradecer a todos esos compañeros con los que no sólo he compartido la superposición de nuestros caminos, sino infinidad de momentos que llevaré siempre conmigo:

*Adrián, Laura, Borja, Isaac y Guille, mis compañeros de ruta.*

A todas estas personas por las que me siento muy agradecido, así como a la suma de las experiencias que he vivido y me han hecho más humano y comprensivo, quisiera dedicar este fragmento de William Blake:

*Ver el mundo en un grano de arena,*

*El cielo en una flor silvestre,*

*Contener el infinito en la palma de tu mano,*

*Y la eternidad en una hora.*

*GRACIAS.*



## **INDICE DE CONTENIDO**

RESUMEN DEL PROYECTO .....	11
1 INTRODUCCION .....	12
2 OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO .....	14
3 DEFINICIÓN DE SUBESTACION ELÉCTRICA ELEVADORA.....	14
3.1 TIPOS FUNDAMENTALES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	15
4 ASPECTOS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA .....	19
5 FACTORES DE DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN .....	22
6 MEMORIA .....	22
6.1 JUSTIFICACIÓN.....	22
6.1.1 Sobre la necesidad de la subestación .....	22
6.1.2 Sobre la topología empleada.....	25
6.1.3 Sobre Niveles de Aislamiento .....	26
6.1.4 Sobre la elección del conductor subterráneo .....	28
6.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS.....	30
6.3 MALLA DE PUESTA A TIERRA .....	33
6.3.1 Funciones de la malla de puesta a tierra .....	34
6.3.2 Requisitos de la malla de puesta a tierra.....	34
6.4 SISTEMA DE 20 KV.....	34
6.5 SISTEMA DE 132 KV.....	45
6.6 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA .....	53
7 CÁLCULOS .....	57
7.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....	57
7.1.1 Niveles de tensión nominales y máximos:.....	57
7.1.2 Nivel de contaminación del entorno: .....	57



7.1.3	Línea de fuga mínima de la cadena de aisladores:.....	60
7.1.4	Distancias mínimas de aislamiento.....	60
7.1.5	Distancias mínimas de seguridad.....	61
7.1.6	Dimensionado mínimo total de aislamiento .....	62
7.1.7	Estimación de sobretensiones en la instalación .....	64
7.1.8	Selección de explosores para la protección contra sobretensiones .....	66
7.1.9	Dimensionado de la subestación.....	71
7.1.10	<i>Cálculo de niveles de aislamiento .....</i>	<i>72</i>
7.1.11	<i>Determinación de distancias dieléctricas en la Subestación.....</i>	<i>74</i>
7.1.12	<i>Distancias de diseño de la subestación .....</i>	<i>76</i>
7.1.13	<i>Distancias críticas considerando el balanceo de cadenas de aisladores .....</i>	<i>77</i>
7.2	<b>CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....</b>	<b>78</b>
7.2.1	Cálculos en p.u. de los parámetros eléctricos .....	78
7.2.1.1	<i>Cálculo de las impedancias de cortocircuito fundamentales: .....</i>	<i>79</i>
7.2.1.2	<i>Calculo de las impedancias de cortocircuito en p.u. ....</i>	<i>82</i>
7.2.2	Dimensionado Línea Subterránea.....	87
7.2.2.1	<i>Cálculo de la sección mínima del conductor.....</i>	<i>88</i>
7.3	<b>CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO .....</b>	<b>93</b>
7.3.1	Corriente de cortocircuito en 132 KV .....	96
7.3.1.1	<i>Cortocircuito trifásico .....</i>	<i>96</i>
7.3.1.2	<i>Cortocircuito monofásico a tierra .....</i>	<i>96</i>
7.3.1.3	<i>Cortocircuito Bifásico a tierra. ....</i>	<i>98</i>
7.3.1.4	<i>Cortocircuito bifásico.....</i>	<i>100</i>
7.3.2	Corriente de cortocircuito en 20 KV .....	102
7.3.2.1	<i>Cortocircuito trifásico .....</i>	<i>102</i>
7.3.2.2	<i>Cortocircuito monofásico a tierra .....</i>	<i>102</i>
7.3.2.3	<i>Cortocircuito bifásico a tierra.....</i>	<i>104</i>
7.3.2.4	<i>Cortocircuito bifásico.....</i>	<i>106</i>



7.3.3	Niveles de cortocircuito representativos .....	107
7.4	APARAMENTA .....	107
7.4.1	Cálculo de la aparamenta de 20 KV .....	107
7.4.1.1	<i>Posición del transformador</i> .....	107
7.4.1.2	<i>Posición de línea</i> .....	108
7.4.1.3	<i>Posición de barras</i> .....	109
7.4.1.4	<i>Posición de acoplamiento</i> .....	109
7.4.1.5	<i>Posición de servicios auxiliares</i> .....	110
7.4.2	Cálculo de la aparamenta 132 KV .....	110
7.4.2.1	<i>Posición del transformador</i> .....	110
7.4.2.2	<i>Posición de línea</i> .....	111
7.4.2.3	<i>Posición de barras</i> .....	112
7.4.2.4	<i>Posición de acoplamiento</i> .....	112
7.5	CÁLCULO DEL MALLADO DE PUESTA A TIERRA .....	114
7.5.1	Descripción del mallado de puesta a tierra .....	114
7.5.2	Aspectos a considerar en la construcción y montaje de la PAT .....	115
7.5.3	Parámetros de diseño .....	122
7.5.4	Cálculo de la red de tierra MIE-RAT 13 .....	126
7.5.5	Comprobación de los resultados .....	130
8	PRESUPUESTO .....	133
9	ANEXO 1. Conductor subterráneo. ....	137
10	ANEXO 2. Soldadura Aluminotérmica. ....	143
11	ANEXO 3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS .....	146
12	Normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento .....	161
12.1	<i>Generales</i> .....	161
12.2	<i>Cables y conductores</i> .....	162
12.3	<i>Accesorios para cables</i> .....	163
12.4	<i>Apoyos y herrajes</i> .....	164



---

12.5	<i>Aparamenta</i> .....	164
12.6	<i>Aisladores</i> .....	165
12.7	<i>Pararrayos</i> .....	165
13	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	166



## **INDICE DE FIGURAS**

Figura 1. Subestación de intemperie .....	16
Figura 2. Subestación blindada .....	17
Figura 3 Subestación de interior.....	18
Figura 4. Onda de sobre tensión tipo rayo.....	27
Figura 5. Conductor subterráneo .....	29
Figura 6. Tipos de cortocircuitos.....	30
Figura 7. Redes de secuencia .....	31
Figura 8. Secuencia positiva.....	31
Figura 9. Secuencia negativa.....	32
Figura 10. Secuencia homopolar .....	32
Figura 11. Sección de embarrado 20 KV .....	36
Figura 12. Esquema gráfico del interruptor de 20 KV .....	40
Figura 13. Contactos del interruptor de 132 KV .....	49
Figura 14. Autoválvula.....	52
Figura 15. Esquema del regulador de tensión .....	55
Figura 16. Calidad del aire de Valderredible.....	58
Figura 17. Estándares de calidad del aire .....	59
Figura 18. Distancias mínimas de aislamiento .....	63
Figura 19. Nivel isoceraúnico en España .....	64
Figura 20. Onda de sobre tensión normalizada .....	65
Figura 21. Circuito equivalente del generador asíncrono.....	79
Figura 22. Esquema unifilar simplificado .....	82
Figura 23. Esquema básico p.u.....	83
Figura 24. Cortocircuito en barra A .....	91
Figura 25. Tipos de cortocircuitos.....	94
Figura 26. Corriente de cortocircuito en generadores inductivos.....	95
Figura 27. Cortocircuito monofásico a tierra en barra B.....	97
Figura 28. Cortocircuito bifásico a tierra en barra B.....	99
Figura 29. Cortocircuito bifásico en barra B .....	101
Figura 30. Cortocircuito monofásico a tierra en barra A.....	103
Figura 31. Cortocircuito bifásico a tierra en barra A.....	105
Figura 32. Cortocircuito bifásico en barra A.....	106



Figura 33. Posiciones de la Subestación Eléctrica .....	113
Figura 34. Soldadura aluminotérmica de la PAT .....	114
Figura 35. Diagrama de flujo para el diseño y cálculo de la malla de puesta a tierra .....	123
Figura 36. Aporte de corriente de cortocircuito a tierra .....	124
Figura 37. Forma de onda de cortocircuito en los primeros instantes .....	125
Figura 38. Valores orientativos de resistividad .....	126





## **INDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Intensidad máxima admisible .....	29
Tabla 2. Características nominales del conductor de Aluminio de 20 KV intemperie .....	35
Tabla 3. Características embarrado 20 KV .....	36
Tabla 4. Comparativa estudio coordinación de aislamiento RLAT y REC en 20 KV .....	37
Tabla 5. Distancias de aislamiento normalizadas .....	37
Tabla 6. Características generales Interruptor 20 KV .....	38
Tabla 7. Características seccionador 20 KV .....	41
Tabla 8. Características transformador de intensidad 20 KV .....	42
Tabla 9. Características transformador de tensión 20 KV .....	42
Tabla 10. Grupo Electrógeno .....	44
Tabla 11. Transformador servicios auxiliares .....	44
Tabla 12. Características técnicas conductor 132 KV .....	45
Tabla 13. Características embarrado 132 KV .....	46
Tabla 14. Distancias de aislamiento normalizadas en 132 KV .....	47
Tabla 15. Características generales Interruptor 132 KV .....	48
Tabla 16. Características seccionador 132 KV .....	50
Tabla 17. Características transformador de intensidad 132 KV .....	50
Tabla 18. Características transformador de tensión 132 KV .....	51
Tabla 19. Características del transformador de potencia .....	53
Tabla 20. Posiciones del regulador en carga .....	56
Tabla 21. Tensiones nominales y máximas .....	57
Tabla 22. Línea de fuga mínima .....	60
Tabla 23. Líneas de fuga recomendadas .....	60
Tabla 24. Distancias mínimas de seguridad .....	61
Tabla 25. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas .....	62
Tabla 26. Distancias mínimas de aislamiento .....	62
Tabla 27. Altura mínima de la subestación .....	63
Tabla 28. Parámetros característicos del pararrayos en 145 KV .....	68
Tabla 29. Parámetros característicos del pararrayos en 24 KV .....	68
Tabla 30. Niveles de tensión de diseño de pararrayos en 145 KV .....	69
Tabla 31. Niveles de tensión de diseño de pararrayos en 24 KV .....	70
Tabla 32. Niveles de protección del pararrayos normalizados en 145 KV .....	70
Tabla 33. Niveles de protección del pararrayos normalizados en 24 KV .....	70



Tabla 34. Tensiones de diseño de los pararrayos.....	71
Tabla 35. Niveles de aislamiento normalizados por IEC.....	73
Tabla 36. Nivel de aislamiento en 20 KV.....	74
Tabla 37. Datos característicos del generador asíncrono.....	79
Tabla 38. Impedancias de secuencia del transformador elevador.....	81
Tabla 39. Impedancia de cortocircuito del transformador de potencia.....	81
Tabla 40. Impedancias de secuencia del transformador de potencia.....	82
Tabla 41. Tensiones nominales normalizadas.....	87
Tabla 42. Niveles de aislamiento nominales.....	87
Tabla 43. Resistencia máxima a 50 Hz y 105 °C.....	89
Tabla 44. Reactancia a 50 Hz.....	90
Tabla 45. Dimensiones conductor subterráneo.....	92
Tabla 46. Intensidad de cortocircuito admisible en pantallas de cobre.....	92
Tabla 47. Características conductor subterráneo.....	93
Tabla 48. Niveles de cortocircuito representativos.....	107
Tabla 49. Datos nominales apartamento de posición de transformador de 20 KV.....	108
Tabla 50. Datos de cortocircuito de apartamento de posición de transformador de 20 KV.....	108
Tabla 51. Datos nominales apartamento de posición de línea de 20 KV.....	108
Tabla 52. Datos de cortocircuito de apartamento de posición de línea de 20 KV.....	109
Tabla 53. Datos nominales apartamento de acoplamiento de 20 KV.....	109
Tabla 54. Datos de cortocircuito apartamento de acoplamiento de 20 KV.....	110
Tabla 55. Datos eléctricos T.i., Seccionador e Interruptor de SSAA.....	110
Tabla 56. Datos nominales apartamento de posición de transformador de 132 KV.....	110
Tabla 57. Datos de cortocircuito de apartamento de posición de transformador de 132 KV.....	111
Tabla 58. Datos nominales apartamento de posición de línea de 132 KV.....	111
Tabla 59. Datos de cortocircuito de apartamento de posición de línea de 132 KV.....	111
Tabla 60. Datos nominales de apartamento de acoplamiento de 132 KV.....	112
Tabla 61. Datos de cortocircuito de apartamento de acoplamiento de 132 KV.....	112
Tabla 62. Datos de partida de la red de puesta a tierra.....	127
Tabla 63. Valores de K y n en base al tiempo de falta.....	128
Tabla 64. Secciones de mallado de PAT.....	129
Tabla 65. Tensiones de paso y contacto.....	131
Tabla 66. Características del mallado de tierra.....	131
Tabla 67. Presupuesto del Proyecto.....	133



## RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto se pretende diseñar el sistema de evacuación de potencia de un parque eólico. Esto supone calcular la red subterránea que nace en los siete generadores eólicos del parque y termina en la subestación eléctrica elevadora, también objeto de cálculo, cuyo cometido es adaptar los 20 KV de generación a 132 KV para el transporte de la energía eléctrica.

En este proyecto se ha tenido en cuenta a su vez el recurso empleado para la generación de dicha electricidad. En este caso, un parque eólico de 14 MW de potencia nominal transforma la energía cinética del viento, con 7 rotores de 2 MW y 90 metros de diámetro cada uno, en energía eléctrica. Dicha energía, discurre a lo largo de 4 km por dos circuitos de potencia subterráneos tripolares que enlazan el parque eólico con la posición de línea de 20 KV de la subestación eléctrica elevadora.

Será el parque de 20KV (tipo intemperie), en configuración de doble barra, el que recoja la inyección de la energía proveniente del parque eólico para pasar, de forma controlada, al transformador de potencia para adaptar los 20KV de generación a 132 KV para el transporte. Los 132 KV estarán gobernados por la correspondiente apartamentada de tipo intemperie doblemente embarrada (topología de doble barra).

¿Cuáles son los factores principales por los que se ha regido el diseño de la subestación?

Se trata de una energía de carácter renovable y eso conlleva a que el diseño de la misma esté enfocado, sobre todo, en el aseguramiento de la continuidad del suministro eléctrico. Claro está, que no se han dejado atrás factores tan importantes como la seguridad de la instalación, la simplicidad de operación, la calidad del suministro eléctrico, flexibilidad, fiabilidad y costo de instalación.

¿Por qué toma especial relevancia la “continuidad” del suministro eléctrico?

- La energía eólica se cotiza a un precio superior (70-75 €/MWh) con respecto al resto de las energías convencionales y en consecuencia, toda energía que estando en disposición de ser generada debido al movimiento de las masas de aire, no pudiera ser inyectada en la red debido a un fallo interno, implicaría pérdidas económicas.
- La pérdida de la continuidad trae como consecuencia penalizaciones económicas de acuerdo a una serie de criterios que se contemplan en el RD 1955/2000, la Orden ECO/797/2002 y el Real Decreto 1634/2006. Factores como el NIEPI y el TIEPI, que son índices de calidad zonal e individual, son los que si superan cierto valor, repercutirá en penalización [27].

Para diseñar un sistema seguro, simple, flexible y fiable se ha recurrido a una topología de doble barra, la cual ofrece la posibilidad de realizar mantenimientos en la instalación sin necesidad de interrumpir la inyección de energía en la red, procurando un camino alternativo a las corrientes de generación. Ante posibles fallos de uno de los embarrados o de algún seccionador perteneciente al



mismo puede ser activado el embarrado secundario, mediante la celda de acoplamiento, sin perder así el suministro. De este modo, conseguimos un sistema más flexible, fiable y continuo.

Tras mencionar las bases del diseño del proyecto, cabe destacar que para poder otorgar al sistema ciertas seguridades mínimas se ha llevado a cabo un estudio de coordinación de aislamiento a partir del cual, mediante las directrices marcadas por el RLAT y el Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, habiendo clasificado el nivel de contaminación del emplazamiento como “ligero” de acuerdo a los datos de contaminación atmosféricos proporcionados por la estación de Reinoso (Cantabria), se han establecido unas distancias mínimas de aislamiento entre elementos activos y tierra, entre fases, así como entre elementos activos y el personal que discurre por la instalación. Para la realización de la coordinación de aislamiento, también son necesarios la determinación de los niveles de tensión de aislamiento BIL y BSL, es decir, los niveles de tensión de aislamiento a impulsos tipo atmosférico y de maniobra respectivamente, de tal forma que puedan ser definidas las distancias de separación de los principales elementos de potencia de acuerdo a su BIL característico, así como las distancias de aislamiento mínimas requeridas.

Desde el punto de vista de la seguridad para los elementos de la subestación y las personas, ha sido diseñada una red de puesta a tierra de 1600 m<sup>2</sup> (40 m X 40 m) bajo los criterios de diseño que contempla el MIE-RAT 13, constatando que las tensiones de paso y contacto no superan las máximas admisibles. Basándome en un estudio del terreno cántabro, “Memoria de Zonificación”[29], se ha estimado la resistividad del terreno de la zona de Valderredible para el dimensionado del mallado de puesta a tierra, gracias al cual, junto con las protecciones características que se detallan en el proyecto, se pretende dotar al sistema de unas condiciones de seguridad adecuadas.

## 1 INTRODUCCION

La forma de aprovechamiento de la energía cinética del viento mediante aerogeneradores ha sufrido un crecimiento exponencial en los últimos años.

El avance de las tecnologías en los sistemas de generación eólicos así como en los restantes ha supuesto que nos planteemos la posibilidad de conseguir, a la larga, un sistema eléctrico sostenible a través de las energías renovables, prescindiendo paulatinamente de los sistemas de generación convencionales, los cuales, producen emisiones contaminantes perniciosas tanto para las personas así como para el equilibrio climático.

El siguiente punto que se plantea, y que es objeto de este proyecto, es el de la implantación de una subestación eléctrica elevadora 20/132 KV capaz de inyectar la energía eléctrica procedente de un parque eólico de 14 MW en la red de transporte en las proximidades de Valderredible. Se diseñará a



su vez el conductor subterráneo de media tensión que interconecta Parque Eólico y Subestación Eléctrica.

Para la elaboración del presente proyecto se han tenido en cuenta una serie de criterios básicos que servirán de soporte para la determinación de los parámetros que definirán las características de diseño de la subestación. Por ejemplo, que dicha subestación interconecte un parque eólico con una línea de transporte es uno de los criterios básicos a tener en cuenta, ya que en tal caso se le dará gran importancia a la continuidad del suministro eléctrico debido a que la energía eólica es una de las que el MWh resulta más cotizado en las subastas del PULL. Habiendo establecido dicho criterio, es la elección de la topología de la instalación la que otorgará a la subestación eléctrica elevadora dicha ventaja (continuidad) entre otros aspectos. La topología de doble barra nos ofrece una doble finalidad: por un lado, la ya mencionada en cuanto a la continuidad del suministro eléctrico, por el otro, una mayor flexibilidad de explotación, ya que dicha configuración ofrece la posibilidad de reconducir los flujos de energía por dos embarrados diferentes permitiendo las labores de mantenimiento oportunas, inutilizando los dispositivos de potencia necesarios y evitando peligros innecesarios para el personal de mantenimiento (trabajos en tensión) y para la instalación (seguridad). Además, por el mero hecho de tener un embarrado de “emergencia” dotamos al sistema de una característica que también se ha perseguido en este proyecto, la de la fiabilidad. Es decir, que si se produce un fallo en un embarrado, existe la posibilidad de rearmar de forma alternativa el sistema y recuperar la continuidad del suministro eléctrico [4][12] otorgando fiabilidad a la instalación.

Definir los niveles de tensión nominales y máximos basándonos en las directrices del RLAT (Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión) supone otro de los pilares para el diseño de la subestación, ya que una vez especificados dichos niveles de tensión, la coordinación de aislamiento es uno de los estudios que se realizan con la finalidad de preservar a la instalación de la presencia de arcos eléctricos entre elementos activos y tierra, o bien, entre elementos activos y el personal de la misma. Para ello el RLAT establece unas distancias mínimas de seguridad cuyo objetivo, en última instancia, es aumentar la probabilidad de descargas eléctricas entre elementos en tensión y tierra frente a elementos en tensión y el personal de la instalación, es decir, a partir del objetivo principal de diseñar los elementos principales de la subestación eléctrica elevadora, buscamos a su vez, mediante la configuración adecuada, dotar al sistema de la seguridad, la continuidad del suministro eléctrico y la fiabilidad adecuadas.



## 2 OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO

En el presente proyecto se pretende diseñar el sistema de evacuación de potencia de un parque eólico de 14 MW. Para ello será necesario calcular la subestación elevadora de tipo intemperie de 20/132 KV que evacuará la energía del parque eólico a la red, así como el conductor subterráneo de media tensión que interconectará el parque eólico y la subestación eléctrica.

Es necesario determinar la topología más adecuada empleada en la subestación, basándonos en que la energía que se pretende inyectar en la red de 132 KV proviene de una planta de generación eólica, siendo este tipo de generación la que prima en la venta del mercado eléctrico frente al resto del MIX de las energías convencionales ya que, debido a su carácter renovable, le otorga una serie de ventajas frente a las energías de carácter convencional, como es por ejemplo el régimen retributivo superior que les corresponde, o desde el punto de vista climático, la emisión nula de contaminantes en la producción de energía eléctrica [4].

El cometido de dicha subestación será el de verter en la red de 132 KV los flujos de energía provenientes de la planta de generación eólica situada en las proximidades de Valderredible (Cantabria) bajo unas condiciones de calidad, continuidad y seguridad adecuadas.

## 3 DEFINICIÓN DE SUBESTACION ELÉCTRICA ELEVADORA

Una subestación eléctrica elevadora es el conjunto de elementos físicos dispuestos de tal forma cuya finalidad es la de canalizar los flujos de energía provenientes de la generación bajo unas condiciones de tensión, seguridad, fiabilidad y calidad adecuadas. Este tipo de subestaciones se construyen próximas a los puntos de generación con el fin de que la energía a transportar se realice bajo unos niveles de tensión elevados a fin de reducir las pérdidas energéticas en el transporte debido al efecto Joule [1][2].

El efecto Joule se produce debido al calentamiento de los conductores cuando a través de ellos discurre la corriente eléctrica. Cuanto mayor es el flujo de electrones que circulan por la sección de un conductor, es decir, cuanto mayor sea la densidad de corriente [ $A/mm^2$ ], mayor será el número de choques entre los electrones y los átomos del material conductor y, por lo tanto, mayores serán las pérdidas energéticas.

Se pueden definir las pérdidas por efecto Joule matemáticamente como el resultado de multiplicar la corriente eléctrica que se transporta elevada al cuadrado por la resistencia de la línea de transporte:

$$P = 3 \times I^2 \times R$$



De acuerdo a la expresión de las pérdidas por efecto Joule, se puede determinar que estas son proporcionales al cuadrado de la corriente y que cuanto menor sea dicho nivel de intensidad, en menores pérdidas de energía se incurrirá.

Una de las finalidades de la subestación elevadora es pues, el de elevar la tensión a un nivel óptimo tal que las pérdidas por efecto Joule en el transporte energético sean lo menores posibles. Hemos de tener en cuenta, por otro lado, hasta qué nivel de tensión resulta rentable, ya que aunque es cierto que las pérdidas disminuyen, la aparamenta y todos los demás equipos que han de ser diseñados frente a ese nivel de tensión resultan más costosos. A pesar de lo descrito, finalmente será el nivel de tensión de la red de transporte más próxima la que imponga el nivel de tensión de diseño de la subestación.

### **3.1 TIPOS FUNDAMENTALES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

Existen diferentes tipos de subestaciones que pueden ser clasificados en base a dos criterios: según el tipo de instalación y según la función que dicha subestación desempeña en la red.

Cada uno de estos tipos de subestación presenta unas características particulares que las hacen ideales en función al emplazamiento en el que vayan a ser proyectadas.

#### **Según el tipo de instalación**

##### **\* Subestaciones de Intemperie:**

Las subestaciones de intemperie se construyen directamente en el exterior. Todos sus elementos han de estar diseñados para soportar adecuadamente las adversidades atmosféricas. Los niveles de tensión a transformar, los flujos de potencia máximos a transportar, los niveles de cortocircuito, el grado de contaminación del entorno, la frecuencia de caída de rayos, la presión atmosférica, la proximidad al mar, etc., son factores determinantes para un diseño adecuado del conjunto de los elementos de la subestación así como la disposición de los mismos a adoptar. En función de dichos parámetros se tendrán en cuenta unos niveles de aislamiento determinados, y unas distancias de seguridad concretas cuyos aspectos se definen más adelante en el presente proyecto [5][8].

La Figura 1, tomada en las proximidades de Villaviciosa de Odón, es un ejemplo de una subestación de intemperie de la distribuidora Iberdrola, en la que se puede apreciar el equipo principal y más caro, el transformador de potencia, junto con otros dispositivos como aisladores, conductores, autoválvulas.





**Figura 1. Subestación de intemperie**

El aspecto o característica fundamental de estas subestaciones es que el dieléctrico principal, es decir, el material por excelencia que hace de aislante entre elementos activos y tierra, es el aire, ya que de su capacidad dieléctrica dependerá la superficie de la instalación.

Todo aislante posee una tensión disruptiva determinada, es decir, un nivel de tensión máximo a partir del cual el material no es capaz de mantener dos puntos a tensiones diferentes, produciéndose la perforación del mismo por la circulación del arco eléctrico a través del aislante.

Ya lo anunciaba Friedrich Paschen en 1889 tras haber estudiado la tensión disruptiva de láminas paralelas envueltas en gas en función de la presión y la distancia entre las mismas. Demostró que a medida que se reducía la presión del medio del ensayo, la tensión necesaria para generar un arco eléctrico era inferior, mientras que aumentando la presión, era necesaria una mayor tensión para propiciar la formación del arco eléctrico. También encontró que disminuyendo la separación entre las láminas a presión normal, causaba el mismo comportamiento en la tensión de ruptura [2].

$$V = \frac{a \times p \times d}{\ln(p \times d) + b}$$

V → tensión disruptiva.

P → presión atmosférica.

D → distancia entre láminas.

A y B → constantes dependientes de la composición del gas.



Este es el principio básico que se ha tenido en cuenta para realizar la coordinación de aislamiento y diseñar un sistema lo suficientemente seguro y fiable.

#### **\* Subestación Blindada**

A diferencia de las subestaciones de intemperie, la blindada se caracteriza en que las partes activas de la instalación se encuentran encerradas en el blindaje en cuyo interior circula un gas aislante, el SF<sub>6</sub>.

El hexafluoruro de Azufre tiene la ventaja de que posee una constante dieléctrica más elevada que la del aire y, en consecuencia, el espacio a emplear para la instalación de dichas subestaciones es muy inferior a las de intemperie. Su forma modular facilita futuras ampliaciones.

La siguiente imagen es un ejemplo de una subestación blindada en SF<sub>6</sub>:



**Figura 2. Subestación blindada**

En condiciones normales de presión y temperatura, el SF<sub>6</sub> es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, con la peculiaridad de ser cinco veces más pesado que el aire, presentando una densidad de 6,13 g/L a una atmósfera de presión.

Uno de los inconvenientes es que es un gas causante de efecto invernadero, catalogado con un índice GWP de 176 (unas 20.000 veces más que el CO<sub>2</sub>), pero dada su gran densidad no asciende a las capas altas de la atmósfera. Unido eso a su escasa presencia en la atmósfera, su contribución al calentamiento global es mínima (1%).

Estas subestaciones se utilizan principalmente para grandes transformaciones de tensión (Alta Tensión o Muy Alta Tensión), ya que con ello conseguimos reducir enormemente el espacio requerido para la instalación.

#### \* **Subestación de Interior**

Este tipo de subestaciones se instalan en el interior de edificios. Esta solución se adopta en subestaciones transformadoras secundarias, ya que al emplear tensiones menores, permite disminuir el espacio ocupado por la subestación [12].

Estas subestaciones suelen proyectarse dentro del ámbito urbano debido al impacto visual que una subestación convencional tiene.

En la siguiente imagen se muestra una subestación de tipo interior:



**Figura 3 Subestación de interior**

#### **De acuerdo a la función que desempeñan en el sistema eléctrico**

- **Subestación elevadora:** situadas en las proximidades de los puntos de generación, estas subestaciones tienen la misión de elevar la tensión a la de transporte.
- **Subestación reductora primaria:** recibe las líneas de transporte provenientes de las centrales eléctricas, interconectando unas líneas con otras y reduciendo posteriormente los niveles de tensión entre 132KV y 66KV. Estas subestaciones se conocen también como subestaciones de reparto.
- **Subestación reductora secundaria:** estas subestaciones son alimentadas de una o varias líneas de entre 132KV y 66KV, realizando la labor de interconexión a la misma vez que



reducen los niveles de tensión a 20KV, dando suministro a los abonados y a los Centros de Transformación.

## 4 ASPECTOS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

### **Localización**

Dicha subestación se ubicará en la Comunidad de Cantabria, próxima a al término municipal de Valderredible.

### **Tipo de Subestación**

Se trata de una subestación elevadora formada por dos parques, uno de 132 KV y otro de 20 KV. Este tipo de subestaciones se construyen en áreas expuestas al medio ambiente y, por lo tanto, requieren de un diseño, aparatos y máquinas que sean capaces de soportar condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, contaminación aérea, nieve, descargas atmosféricas, etc.).

**Niveles de tensión:** 20 / 132 KV

### **Criterios de diseño**

Que dicha subestación interconecte un parque eólico con una línea de transporte es un factor determinante, tomando especial relevancia la continuidad y la calidad del suministro eléctrico bajo cualquier situación anormal ajena al parque eólico.

Para el desarrollo del proyecto hemos de basarnos en una serie de criterios que determinen un funcionamiento óptimo de la instalación: seguridad, fiabilidad, simplicidad de operación, calidad de la tensión, requerimientos de mantenimiento, flexibilidad y costo.

### **SEGURIDAD**

La seguridad es una consideración básica en la fase de diseño, puesto que de ella dependerá el riesgo al que posteriormente se vean expuestos los operarios en las fases de operación y mantenimiento. Puede ocurrir también una falla catastrófica del equipo y por lo tanto, una falla en el suministro de la energía. Por este motivo, han de seguirse estrictamente los requerimientos de los códigos y normas; adicionalmente, algunas de las consideraciones básicas que permiten la seguridad son las siguientes:

- Verificar la adecuada capacidad de los interruptores y dispositivos de desconexión.
- Los conductores energizados deben estar dentro de canalizaciones (conductos, tubos, bandejas), o bien, colocados correctamente a suficiente altura.
- Se bloquearán convenientemente los seccionadores sin carga con los interruptores.
- Se bloquearán los seccionadores de aislamiento.



- Se debe mantener desenergizado sólo el equipo que tiene tarjetas de seguridad o candados.
- Minimizar el acceso a los cuartos con equipo eléctrico y tener las salidas adecuadas.
- Proteger todos los aparatos eléctricos de posible daño mecánico, dejar las áreas accesibles sólo para operación y mantenimiento.
- Considerar las áreas peligrosas. En caso necesario usar equipo a prueba de explosión.
- Colocar señales y letreros de alerta en compuertas, puertas y conductos.
- Usar una conexión a tierra adecuada para el sistema eléctrico de potencia y para el equipo.
- Instalar alumbrado de emergencia para señalar las salidas.
- Proporcionar las capacidades correctas para el equipo.
- Entrenar y capacitar al personal de operación y mantenimiento.

#### *FIABILIDAD:*

Aspectos a considerar para conseguir una fiabilidad adecuada en la instalación:

- Selección de los niveles adecuados de las tensiones de suministro.
- Sistema de protección adecuado para el sistema y el equipo.
- Control y monitoreo: instalación de las alarmas apropiadas informa al personal de mantenimiento de problemas que se presenten, tan pronto como éstos ocurran, con lo que se puede tener una intervención oportuna para resolver los problemas, reduciendo los tiempos fuera de servicio.
- Selección apropiada de equipo fiable: los equipos cuyas capacidades se seleccionan en forma conservadora, proporcionarán servicio por períodos de tiempo más largos, es decir, se deben seleccionar para cumplir con un cierto ciclo de trabajo durante su tiempo de vida esperado.

#### *SIMPLICIDAD DE OPERACIÓN*

Se debe seleccionar un sistema sencillo de operar, ya que estos son más seguros y fiables.

#### *CALIDAD DE TENSIÓN*

Es fundamental conseguir una calidad de tensión aceptable debido al incremento de las cargas sensibles a lo largo de los últimos años. Los conceptos a considerar son los siguientes:

- Regulación de tensión.



- Huecos (sags) y elevaciones (swells) de tensión.
- Control de frecuencia.
- Distorsión de la forma de onda (armónicos).
- Interferencia electromagnética.
- Transitorios de tensión.

#### *REQUERIMIENTOS DE MANTENIMIENTO*

El mantenimiento apropiado es un elemento clave para asegurar la continuidad y la calidad en el suministro de energía, por lo tanto, se deben incorporar todas las previsiones necesarias para tener un mantenimiento efectivo y eficiente. Algunos de los aspectos relacionados con el mantenimiento, que se deben considerar desde la fase de diseño, son los siguientes:

- Limpieza.
- Control de humedad y polvo.
- Ventilación adecuada.
- Reducción del efecto de corrosión.
- Inspecciones térmicas.
- Inspecciones visuales.
- Pruebas regulares.
- Conservación de registros.
- Aplicación de normas, códigos y recomendaciones de los fabricantes.

#### *FLEXIBILIDAD*

El sistema ha de diseñarse de manera que cuando sea necesario pueda aumentar o cambiar sin problema, esto incluye cada nivel de tensión, comenzando por los tableros de baja tensión 48V, 125V y hacia arriba. Se deben proveer espacios, aun cuando no estén proporcionados, por los fabricantes, para los interruptores que los requieren. Los transformadores de potencia deben tener suficiente capacidad para aumentos futuros de carga. Se debe permitir más espacio para ampliaciones futuras.



### *COSTO*

En todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas se debe balancear contra la fiabilidad que esos sistemas deben tener. De hecho, la fiabilidad de los sistemas está basada en los requerimientos de las cargas, de manera que los arreglos de los equipos y las características de los mismos deben estar en concordancia con la fiabilidad deseada para el sistema.

## **5 FACTORES DE DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN**

Los factores básicos que rigen el diseño de la misma son:

- Conseguir unos niveles de calidad adecuados de la energía inyectada en la red de transporte (frecuencia, niveles de tensión, huecos, picos, niveles de potencia reactiva, etc.).
- Un diseño que permita una buena operatividad.
- Continuidad del suministro eléctrico.
- La seguridad del sistema tanto para los operarios responsables de la manipulación de las instalaciones como para el sistema en sí mismo, siendo este capaz de responder adecuadamente ante situaciones tales como cortocircuitos, sobretensiones o errores humanos.

## **6 MEMORIA**

### **6.1 JUSTIFICACIÓN**

#### **6.1.1 Sobre la necesidad de la subestación**

Hoy día, dada la evolución del sistema eléctrico y la sofisticación de su funcionamiento, de la complejidad de mantener todas y cada una de las variables eléctricas dentro de unos márgenes de error permisibles cumpliendo una serie de requisitos de calidad de onda para evitar incidentes diversos con daños irreparables o muy costosos, las subestaciones juegan un papel primordial actuando como puntos de enlace con otras líneas, otorgando seguridad, fiabilidad, estabilidad y flexibilidad a la Red Eléctrica.

En el caso de la subestación eléctrica elevadora, su necesidad radica en el hecho de que partiendo de una generación, normalmente en 20 KV como tal es el caso, dichos flujos de energía han de ser elevados a tensiones mayores para su posterior transporte. Para comprender mejor la necesidad de la presente subestación, lo mejor es analizar el cometido de la misma:

**Cometido de la subestación elevadora:**

Su cometido será el de elevar la tensión de 20 KV a 132KV para el transporte de los 14 MW nominales generados por el parque eólico.

Su diseño ha de ser consecuente con una serie de especificaciones relativas a su operación, fiabilidad y coste:

- Económica.
- Fiable y segura.
- Fácil de operar, tanto en condiciones normales de funcionamiento, como anormales.

El objetivo de la subestación es el de elevar la tensión con el fin de minimizar las pérdidas en el transporte de los flujos de energía y de proporcionar la seguridad suficiente tanto en el parque eólico, como en la red en la que se inyecta la energía. Dichas pérdidas son ocasionadas por corrientes elevadas (efecto Joule), las cuales pueden ser reducidas mediante un transformador elevador. En términos aproximativos, podemos considerar que la energía se conserva a su paso por el transformador, y al trascender de un nivel de tensión de 20 KV a 132 KV, la corriente debe reducirse en base a la relación de transformación de diseño.

$$Rt = \frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} \Rightarrow I_2 = \frac{V_1 \times I_1}{V_2}$$

Por lo tanto, al incrementar la tensión secundaria, la corriente de salida se reduce según dicha expresión, evitando considerables pérdidas de energía en el transporte de la misma.

$$P = 3 \times I_2^2 \times R$$

A continuación se detalla un breve estudio sobre la **“VALORACIÓN DE LA IMPORTANCIA DE LA SUBETACIÓN ELEVADORA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LA RED**



## VALORACIÓN DE LA IMPORTANCIA DE LA SUBESTACIÓN ELEVADORA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LA RED

DATOS DE PARTIDA:

- Relación de Transformación:  $r_t = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$
- Factor de potencia:  $\cos \varphi \approx 0,8$
- Nivel medio anual de carga estimado del Parque: 30 % de 14 MW
- Pérdidas por efecto Joule:  $P = 3 \times I^2 \times R$
- Corriente nominal inyectada en Red:  $I_2 = 76,54 \text{ A}$
- Corriente supuesta inyectada sin subestación:  $I_1 = 505,18 \text{ A}$
- Valor medio Energía Eólica: 70 €/MWh
- Nº de horas anuales: 8760 h

❖ Porcentaje de pérdidas de potencia por efecto Joule sin subestación:

$$\%Pérdidas = \frac{3 \times I_2^2 \times R}{3 \times I_1^2 \times R} \times 100 = \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2 \times 100 = \left(\frac{V_1}{V_2}\right)^2 \times 100 = \left(\frac{20}{132}\right)^2 \times 100 = 2,29 \%$$

$$\%Pérdidas = 2,29 \%$$

❖ Estimación de la energía producida en un año.

$$Producción \text{ Total Anual} = 14 \text{ MW} * 30\% * 365 * 24 = 36792 \text{ MWh/año}$$

❖ Pérdidas energéticas en ausencia de Subestación:

$$Pérdidas \text{ energéticas} = 36792 * 2,29\% = 842,53 \text{ MWh/año}$$

❖ Repercusión económica:

$$Pérdidas = 58.977€$$





### 6.1.2 Sobre la topología empleada

Debido a que en la realización de las subastas de la energía eléctrica prima en la venta de la misma la proveniente de recursos renovables, el diseño de la subestación eléctrica se ha enfocado de tal forma que las probabilidades de corte del suministro eléctrico sean lo más bajas posibles, buscando siempre un equilibrio técnico - económico. Es de vital importancia el aprovechamiento máximo de los recursos que el viento, en forma de energía cinética, nos ofrece y la consecuente repercusión económica que subyace en el hecho de que es la energía eólica la que genera el MWh más remunerado y en consecuencia, tener presente que una pérdida en la continuidad del suministro repercutiría, a la larga, en importantes pérdidas económicas, tanto desde el punto de vista de las penalizaciones (TIEPI y NIEPI), como desde el punto de vista de energía no vendida por dicho tiempo de interrupción.

Los criterios a considerar para la elección de la topología de la subestación son los siguientes:

- Seguridad general de la red: cualquier defecto en la subestación y en las salidas no eliminado por la propia protección del elemento afectado, debe ser eliminado con la mayor rapidez con el menor número de interruptores automáticos posible.
- Flexibilidad en la explotación: los imperativos de la explotación del sistema eléctrico imponen a menudo el seccionamiento de la red en varias partes.
- Continuidad en el suministro eléctrico.
- Simplicidad de maniobras: el esquema deberá ser fácilmente inteligible y prestarse a la ejecución cómoda de las maniobras, tanto desde el cuadro de mando como sobre el propio emplazamiento de los aparatos.
- Mantenimiento mínimo: todos los elementos que componen la subestación necesitan un mantenimiento mínimo y, consecuentemente, requieren de su desconexión. Cuanto mayor sea el esquema y mayor el número de componentes mayor será esta exigencia.
- Coste y fiabilidad: este criterio está supeditado al número total de elementos que integran la subestación, por lo que no cabe regla alguna al respecto.

Habiendo hecho un estudio previo de las diferentes topologías existentes, se ha llegado a la conclusión de que la “DOBLE BARRA” será la que otorgará a la instalación los objetivos perseguidos:

- Continuidad del suministro eléctrico y fiabilidad, ya que en el caso de que un juego de barras quede inutilizado se puede recurrir al secundario mediante la celda de acoplamiento.



- Calidad del suministro eléctrico.
- Seguridad.

### ¿Por qué es tan importante la continuidad del suministro eléctrico?

Para responder a esta cuestión fundamental hemos de contextualizarla en dos aspectos diferentes:

- Desde el punto de vista legislativo:

De acuerdo a la orden ECO/797/2002, de 22 de marzo por el que se aprueba el procedimiento de medida y control del suministro eléctrico, establece una serie de parámetros para medir el nivel de calidad del mismo.

Este documento propone los criterios y la metodología a seguir para la recogida y tratamiento de los datos de la continuidad del suministro, incluyendo los necesarios para la elaboración de los índices de calidad TIEPI y NIEPI. También se definen las características del sistema de registro de incidencias, la información de base necesaria y la recogida y tratamiento de los datos de continuidad necesarios para poder evaluar para cada cliente si se han incumplido sus condiciones de calidad individual y, en caso afirmativo, poder aplicarle el preceptivo descuento en facturación.

- Desde el punto de vista de venta de energía a red [3][4]:

La venta de energía por Parques Eólicos a red se puede realizar mediante dos vías. Bien mediante Tarifa Regulada, en la que el precio de venta de la energía viene fijado por el BOE, o bien, accediendo al Libre Mercado, en el que el precio de venta está compuesto por el precio del pull + prima + incentivo.

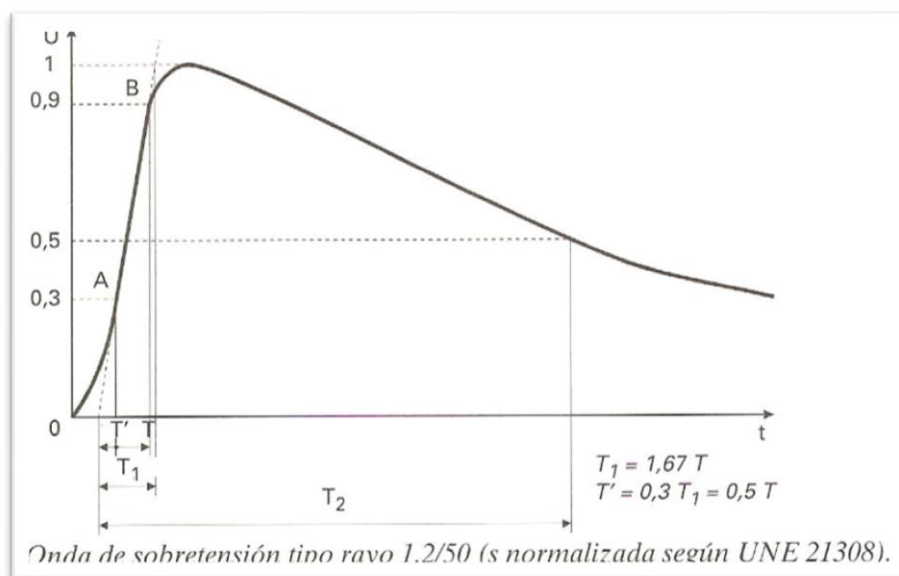
Sabiendo que el precio de venta de la energía Eólica en el Mercado Regulado oscila aproximadamente en los 70-75€/MWh, cabe esperar la importancia que tiene una topología adecuada en la presente subestación para prevenir posibles interrupciones por faltas eléctricas, bien por mantenimientos periódicos, preventivos o correctivos, y las consecuentes pérdidas económicas en las que se incurriría si dichas interrupciones se alargan en el tiempo.

### 6.1.3 Sobre Niveles de Aislamiento

Para el diseño de la subestación, uno de los criterios básicos a tener en cuenta es el nivel de aislamiento necesario tanto entre elementos que están en tensión y tierra, como entre dos elementos que se encuentren a tensiones diferentes, como puede ser el caso de las tres fases correspondientes que transcurren por la subestación. Además, el diseño estará enfocado a fin de que el operario pueda trabajar con las distancias de seguridad reglamentarias calculadas en el apartado 7.1.12.

El nivel de aislamiento externo viene determinado por el dieléctrico que aislará cada elemento en tensión de los restantes. Al tratarse de una subestación de intemperie, el aire será el dieléctrico externo que limitará las distancias mínimas de seguridad y de aislamiento en cada parque de 20 KV y 132 KV junto con una serie de criterios que se especifican a continuación: presión atmosférica, nivel de contaminación del emplazamiento, altura de la instalación, nivel isoceraúnico de la zona, proximidad al mar y la existencia o no de vientos procedentes del mar y por tanto con un contenido salino en la humedad relativa del aire considerable.

Todos los equipos de Alta Tensión deberán haber sido ensayados, según la norma UNE 21308, en base a una onda normalizada de sobre tensión tipo rayo de característica 1,2/50  $\mu$ s (Figura 4), ya que dicha onda se asemeja a la descarga de un rayo y a las solicitaciones que el mismo requiere al aislamiento (determinación del BIL del aparato):



**Figura 4. Onda de sobre tensión tipo rayo**

Para establecer las dimensiones mínimas de aislamiento para los equipos de potencia se ha recurrido al Reglamento Electrotécnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión y al Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, en el que estableciendo previamente los parámetros básicos de la instalación se han determinado las distancias mínimas de aislamiento y de seguridad que son especificadas en el apartado de cálculos 7.1.4

Se determinarán por lo tanto:

- Niveles de tensión nominales y máximos según el RLAT y el RCE.

De este dato podemos determinar unas distancias mínimas de aislamiento base que serán ampliadas con la aplicación de una serie de factores de seguridad.



- Categoría de las líneas en función a sus niveles de tensión nominales.

Clasificación que hace el RLAT con el fin de facilitar parámetros precalculados, como la línea de fuga mínima por kilovoltio.

- Nivel de contaminación del entorno.

En función a la contaminación del entorno donde será emplazada la subestación, las distancias mínimas de aislamiento deberán respetar unas distancias de seguridad debido a que una contaminación ambiental elevada reduce la efectividad de la línea de fuga de una cadena de aisladores y habrá de compensarse con un mayor número de estos (aumentando la línea de fuga estándar).

- Especificación de las distancias mínimas de aislamiento y de seguridad.

En los puntos 7.1.4 y 7.1.5., se concretan los cálculos referentes a dichas distancias.

#### 6.1.4 Sobre la elección del conductor subterráneo

Los conductores Eprotenax Compact con aislamiento en HEPR (Etilenopropileno de alto módulo), de acuerdo a las especificaciones de su ficha técnica presentes en el ANEXO 1. Conductor subterráneo., están concebidos para el transporte de la energía en media tensión.

Se trata de un material que resiste perfectamente la acción de la humedad y además posee la estructura de una goma. Es un cable idóneo para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, incluso por debajo del nivel freático. Debido a su reducido diámetro y a la mejor manejabilidad de la goma HEPR, es un cable adecuado para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso. La conjunción entre la alta tecnología empleada en la elaboración de los cables de Alta Tensión y la larga experiencia de Prysmian Cables y Sistemas en la formulación de mezclas especiales de EPR han permitido la creación de un aislamiento a base de etileno-propileno de alto módulo HEPR capaz de trabajar a un alto gradiente (lo que significa menores espesores de aislamiento) y, además, no sólo mantener todas las cualidades inherentes a los tradicionales aislamientos de EPR, sino superarlas al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir **más potencia** que cualquier otro cable actual de la misma sección. Además, sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar.

Existen diversas diferencias a favor de los conductores Eprotenax Compact frente a los conductores Voltalene, otra gama cuyas características resultaban también interesantes, pero que finalmente en su conjunto, el conductor Eprotenax Compact ofrecía mejores perspectivas:

- **Mayor intensidad admisible a igualdad de sección**, por incremento de la temperatura de servicio de 90 °C a 105 °.

Tabla 1. Intensidad máxima admisible

Intensidades de corriente* (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )							
	70	95	120	150	185	240	300	400
EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV	180	215	245	275	315	365	410	470
VOLTALENE H 12/20 kV	170	205	235	260	295	345	390	445

\* Instalación directamente enterrada a un metro de profundidad, temperatura máxima del suelo 25 °C, resistividad térmica del terreno 1,5 K m/W para tensiones de 12/20 a 18/30 kV. Cable de aluminio unipolar no armado.

- **Menor diámetro exterior** del cable por incremento del gradiente de trabajo, reduciendo el espesor de aislamiento.
- **Mayor facilidad de instalación**, por su mayor flexibilidad y menor radio de curvatura.
- **Menor coste de la línea eléctrica.**

El conductor seleccionado, a su vez, trae una capa retardante de propagación de la llama que otorga al sistema una mayor seguridad en caso de un cortocircuito mal despejado.

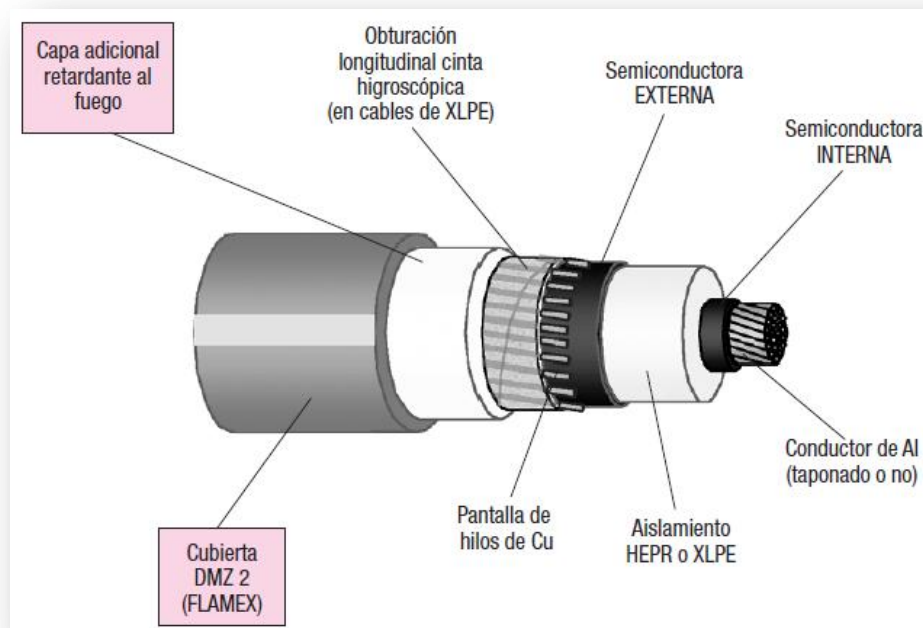


Figura 5. Conductor subterráneo

Así mismo, el presente conductor cumple con las siguientes normas:

No propagación de la llama

**UNE-EN 60332-1-2**

Libre de halógenos y gases ácidos

**UNE-EN 50267 (HCI <0.5%)**

Opacidad de humos

**UNE-EN 61034-2 (Transmitancia > 60%)**

## 6.2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

### Consideraciones para los cálculos de cortocircuito

El siguiente esquema representa los principales cortocircuitos que pueden manifestarse en la subestación eléctrica, habiendo sido objeto de cálculo en el presente proyecto. podemos distinguir dos grupos principales: cortocircuitos simétricos y cortocircuitos asimétricos.

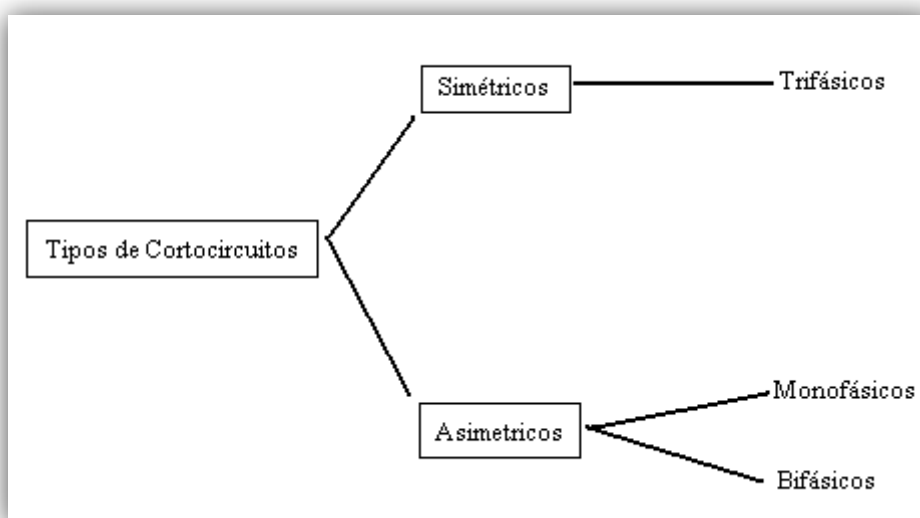


Figura 6. Tipos de cortocircuitos

Para los cálculos de las corrientes simétricas (trifásicas), recurriremos a la red de secuencia positiva exclusivamente, calculando la impedancia de Thévenin en el punto de cortocircuito [10]. Para el cálculo de las corrientes asimétricas, se empleará el teorema de Fortescue, el cual especifica que toda corriente o tensión de post falla desequilibrada, en el que módulos y argumentos difieren entre sí, puede descomponerse en un conjunto de tres secuencias (positiva, negativa y homopolar) equiparando unos fasores inicialmente descompensados, en tres conjuntos balanceados, tal y como se ilustra en la Figura 7:

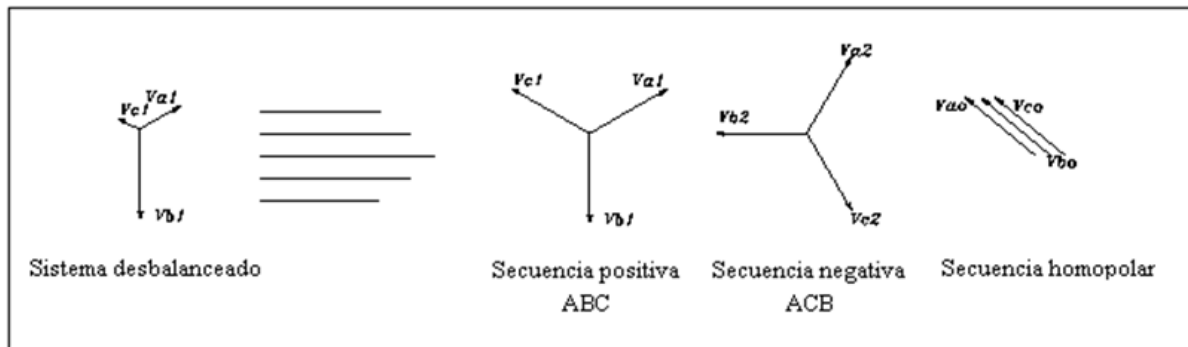


Figura 7. Redes de secuencia

Las redes de secuencia nos permiten pues, estudiar los diferentes niveles de cortocircuito descompensados mediante la representación de los esquemas unifilares equivalentes tal y como se ilustra a continuación y que serán, en el apartado 7.3, analizados en detalle.

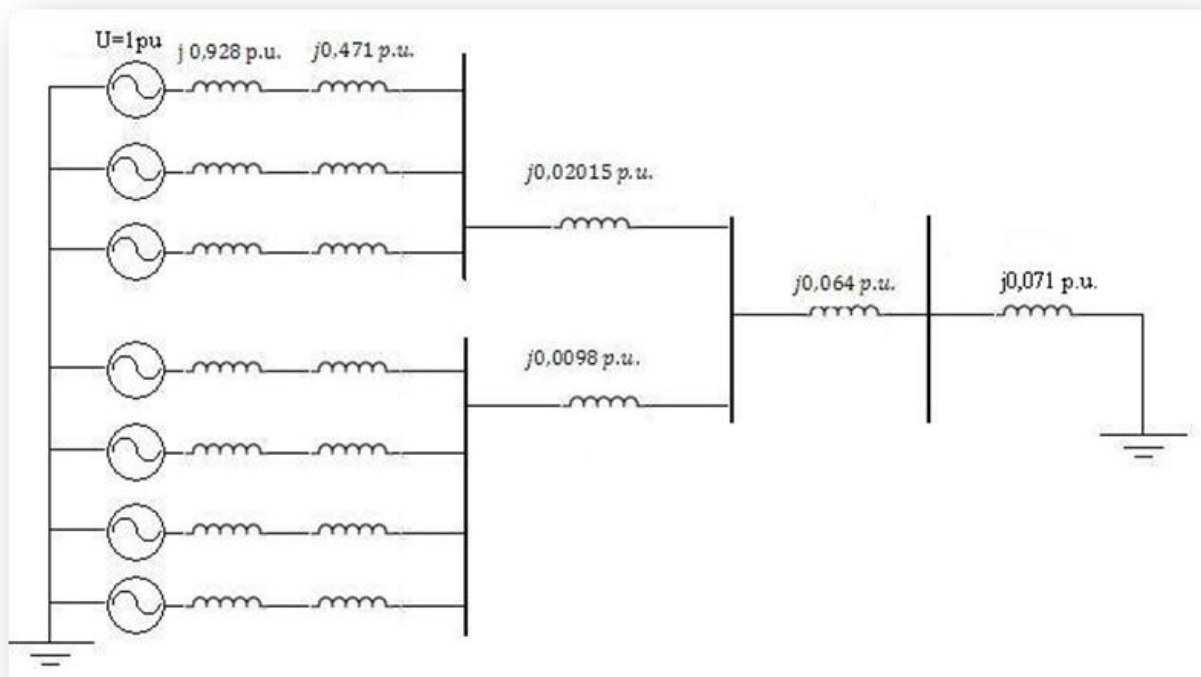


Figura 8. Secuencia positiva

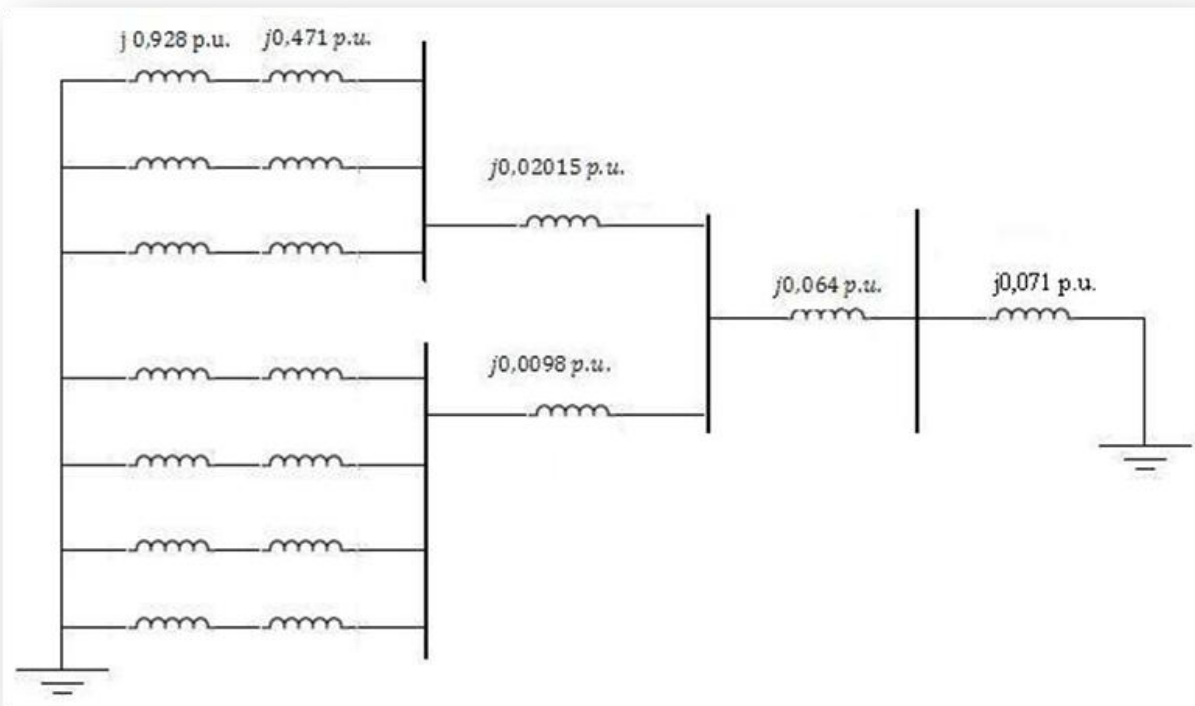


Figura 9. Secuencia negativa

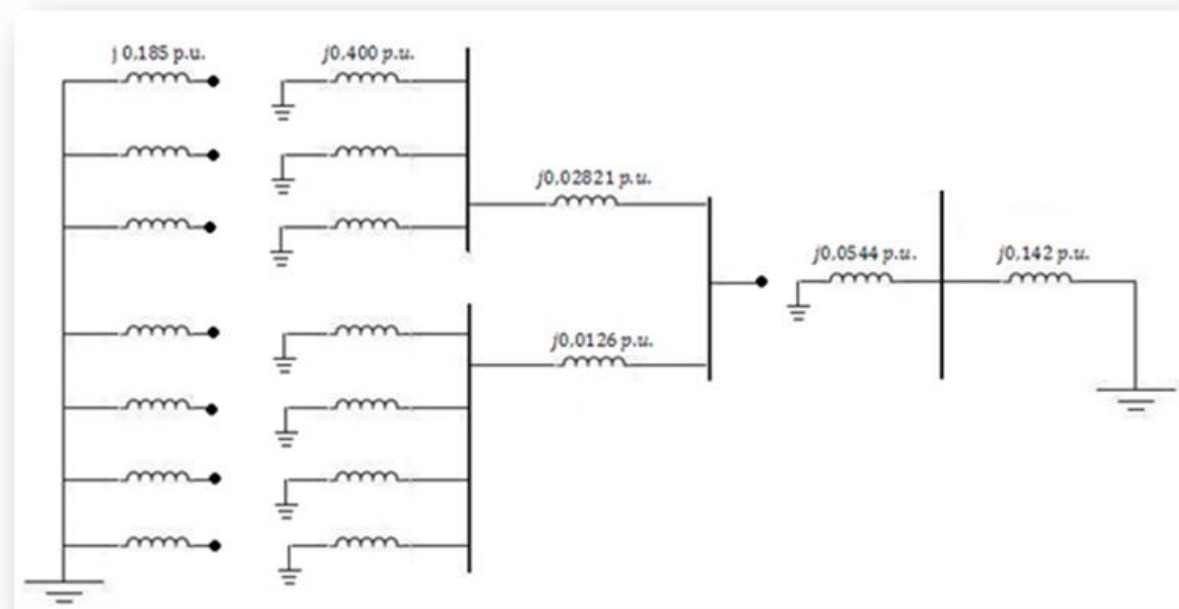


Figura 10. Secuencia homopolar





Para poder determinar las corrientes de defecto involucradas por la red, se ha tenido que estimar la potencia de cortocircuito de la misma. Para ello, se ha recurrido a la “*Orden del 5 de septiembre de 1985, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica (BOE 12-9-1985, núm. 219, pág. 28810)*”, la cual especifica en el punto 4.4., que “*En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.*”

Por lo citado en la presente orden, se ha estimado que la potencia de cortocircuito de la red será de:

$$S_{CC} = 20 \times P_{N,parque} = 20 \times 14 \text{ MW} = 280 \text{ MVA}$$

### 6.3 MALLA DE PUESTA A TIERRA

El objetivo fundamental de la malla de puesta a tierra es lograr que, cuando se produzca un cortocircuito, una sobre tensión atmosférica o una sobre tensión de maniobra, todo ese excedente de energía se drene a tierra a través de ese mallado formado por un conjunto de conductores de cobre electrolítico soterrados, unidos entre sí mediante soldadura aluminotérmica, para conseguir sobre el terreno la mayor equipotencialidad posible.

Las ventajas que ofrece la soldadura aluminotérmica frente a otras es que, no sólo se consigue una unión física de las partes, sino también a nivel molecular, reduciendo de esta forma la resistencia total del mallado.

El Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas RETIE, establece en el artículo 15 del capítulo de Puestas a tierra, que toda instalación eléctrica cubierta en dicho reglamento debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), de tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima corriente que pueden soportar debida a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

El mallado de la subestación cubrirá toda la superficie de la misma más un metro por cada lado para mayor seguridad en lo que respecta a las tensiones de paso.



### 6.3.1 Funciones de la malla de puesta a tierra

Las principales funciones de la malla de puesta a tierra son las siguientes:

- Evitar sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, operación o maniobras de disyuntores.
- Proporcionar una vía rápida de descarga de baja impedancia con el fin de mejorar y asegurar el funcionamiento de protecciones.
- Proporcionar seguridad al personal de la subestación.

### 6.3.2 Requisitos de la malla de puesta a tierra

Los siguientes aspectos han de cumplirse para que la finalidad de la malla de puesta a tierra se cumpla:

- Debe tener una resistencia tal que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla (es decir, el disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

En el apartado de CÁLCULOS, en el punto 7.5, se lleva a cabo el diseño y cálculo del mallado de la subestación, así como una descripción más detallada del conjunto de la misma.

## 6.4 SISTEMA DE 20 KV

### Descripción

El sistema de 20 KV será el que reciba la energía proveniente del parque eólico de 14 MW. Formado por 1 posición de línea, esta enlaza el parque eólico con la subestación mediante dos conductores tripolares soterrados a lo largo de 4 Km hasta la instalación. Dicha posición irá



conectada al doble embarrado de 20 KV de la subestación. El embarrado, formado por 1 posición de medida y 1 posición de acoplamiento transversal, estará conectado al transformador de potencia por 1 posición de transformación. La posición de transformación ira provista de 1 posición de medida en cada nivel de tensión.

La aparamenta irá instalada sobre soportes metálicos, respetándose la altura mínima del punto de tensión más bajo calculado en el apartado 7.1.12.

Dicha aparamenta está dimensionada de acuerdo a los niveles máximos de aislamiento de 24 KV, la cual será sometida a tensiones de ensayo a frecuencia industrial y de choque según lo establece el MIE-RLAT-12.

### **Conductor**

El tipo de conductor a emplear será del tipo AAC, que prestará servicio de acuerdo a las características nominales del transformador de potencia:

$$S_N = 25MVA \quad U_{N1} = 20KV$$

La Tabla 2, presenta los datos técnicos del conductor de aluminio para el parque de 20 KV, especificándose la sección nominal, tensiones mecánicas admisibles, resistencia eléctrica, etc.

**Tabla 2. Características nominales del conductor de Aluminio de 20 KV intemperie**

CODIGO MUNDIAL	CALIBRE A W G O kCM	NUMERO DE HILOS	DIAMETRO TOTAL DEL CABLE mm	AREA DE SECCION TRANSVERSAL mm2	MASA APROXIMADA kg/km	CARGA DE RUPTURA kg	RESISTENCIA ELECTRICA A 20° C	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE A W G kCM	AMPACIDAD *
							Ω/km		AMPERES
ORCHID	636.0	37	23.317	322.26	888.48	5202	0.089	400	765

### **Disposición de Embarrados**

El parque de 20 KV dispondrá de un doble embarrado. El tipo de conductor será tal que soporte las corrientes nominales y de cortocircuito máximas determinadas en el apartado 7.3.2, así como los esfuerzos electrodinámicos máximos consecuentes a dichas corrientes.

Su sección está determinada en base al documento de UNIÓN FENOSA “Normalización del diseño de subestaciones convencionales”[27].

Los conductores que forman los embarrados serán de aluminio, material más ligero y barato que el cobre. De acuerdo a la Figura 11, normalización de embarrados, diseñada por UNION FENOSA, se emplearán las siguientes secciones:

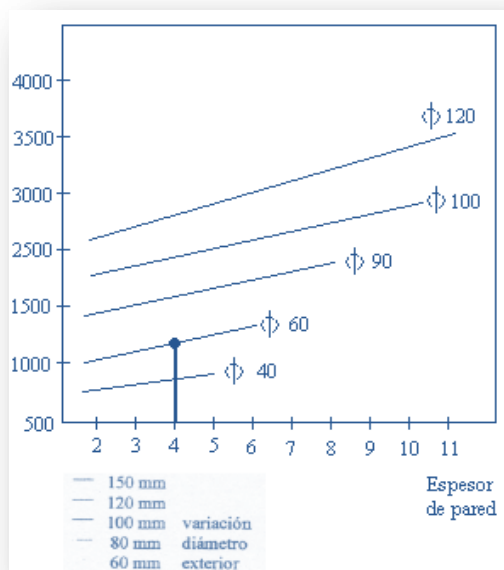
Para una corriente de 1200 A, el embarrado de 20 KV dispondrá de una sección exterior de 60 mm y una sección interior de 56 mm.

Dicha corriente, está sobredimensionada por posibles futuras ampliaciones del parque eólico. Debido a los cambios de temperatura del entorno y del propio sistema de embarrados por la conducción de la corriente eléctrica, estos irán provistos de piezas de conexión elásticas que permitan la dilatación de los tubos sin generar esfuerzos mecánicos sobre los puntos de apoyo perjudiciales.

Los embarrados rígidos irán sustentados por aisladores soporte de tipo columna de las siguientes características Tabla 3:

**Tabla 3. Características embarrado 20 KV**

Tensión máxima de funcionamiento	24 KV
Tensión soportada bajo lluvia	50 KV
Tensión soportada de choque	125 KV (Cresta)
Carga de rotura a flexión	4000 Nm
Carga de rotura a torsión	800 Nm



**Figura 11. Sección de embarrado 20 KV**

### **Distancias mínimas de aislamiento**

Para el dimensionado de las distancias mínimas de aislamiento se ha recurrido a dos reglamentaciones: para un estudio más básico se ha empleado el RLAT, mientras que para caracterizar un mayor número de distancias dentro del parque, para una distribución más exacta y segura de los equipos, se ha recurrido a un estudio similar [24] basado en el REC, en el que se obtienen distancias de aislamiento más estrictas y concretas para la instalación.



A continuación se presenta una comparativa entre ambos estudios que muestra evidencias suficientes para decantarnos por el estudio basado en el REC.

**Tabla 4. Comparativa estudio coordinación de aislamiento RLAT y REC en 20 KV**

	RLAT	REC
Línea de fuga mínima	384 mm	384 mm
D min de seguridad	0,95 m	1,16 m
H min de seguridad	-	3,51 m
D min para vehículos	-	1,86 m
H min para vehículos	-	3,21 m
D min áreas de trabajo	-	2,91 m
H min áreas de trabajo	-	4,26 m
H min de equipos	-	2,55 m
H min embarrado	-	5,30 m
H min líneas de entronque	6 m	6 m
D critica por balanceo	-	0,0531 m
D min Fase Tierra (Del)	0,22 m	0,26 m
D min Fase Fase (Dpp)	0,25 m	0,52 m
H min instalación	6 m	6 m
BIL	125 KV	125 KV
BSL	50 KV	50 KV

En conclusión, es el REC el que ofrece una mayor diversidad de parámetros para establecer el conjunto de todas las distancias mínimas de la instalación y además, aquellos cálculos que determinan el mismo parámetro en ambos procedimientos, resultan ser más restrictivos los realizados por el REC que los del RLAT. Por este motivo, las distancias mínimas de las que se parten en el presente proyecto son las obtenidas mediante el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (REC)*.

En la Tabla 5, se muestran las distancias finales obtenidas como resultado de la coordinación mínima de aislamiento:

**Tabla 5. Distancias de aislamiento normalizadas**

	REC
Línea de fuga aisladores	384 mm
D de seguridad	1,16 m
H de seguridad	3,50 m



D para vehículos	2,50 m
H para vehículos	4,00 m
D áreas de trabajo	3,50 m
H áreas de trabajo	5,00 m
H min de equipos	2,60 m
H embarrado	5,30 m
H líneas de entronque	6,00 m
D crítica por balanceo	0,0531 m
D Fase Tierra (Del)	0,30 m
D Fase Fase (Dpp)	0,6 m
H instalación	8,00 m
BIL	125 KV
BSL	50 KV

Respecto a los equipos del parque de 20 KV, su tensión máxima de funcionamiento será de 24 KV, y habrán de ser sometidos a los correspondientes ensayos a frecuencia industrial durante un minuto de 50 KV, y al choque de 125 KV con un frente de 1,2/50  $\mu$ s, según la norma CEI.

### **Características apartamento de 20 KV**

A partir de los cálculos eléctricos realizados en el apartado 7.3.2, en el que se obtienen las corrientes máximas de cortocircuito en el parque de 20 KV, se han seleccionado posteriormente aquellos equipos capaces de soportar los niveles de cortocircuito máximos.

### **Interruptor automático**

Es el elemento de potencia destinado a la interrupción de la circulación de corrientes tanto en régimen normal de funcionamiento como en régimen de cortocircuito.

En todas las posiciones del parque de 20 KV se instalarán interruptores automáticos Siemens tipo 3AF0143 con aislamiento en SF<sub>6</sub>, con las siguientes características básicas:

**Tabla 6. Características generales Interruptor 20 KV**

Tensión de servicio	24 KV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad nominal de servicio	1600 A
Poder de corte bajo cortocircuito	25 KA
Poder de cierre nominal bajo cortocircuito	62,5 KA
Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	70 KV



Al tratarse de interruptores tripolares, irán montados sobre un soporte metálico común, los cuales serán accionados por un mando motorizado a resortes. La finalidad de dichos resortes es el acumular en forma de energía potencial una fuerza tal que capacite a los interruptores de la liberación del circuito en caso de necesidad.

El aislamiento entre fase y tierra se lleva a cabo mediante un soporte aislador de porcelana y la barra aislante que se encuentra en su interior.

*Funcionamiento del Interruptor automático:*

Suponiendo que se da la orden de cierre del interruptor, el resorte de cierre, que ha sido previamente cargado de modo manual o automático, acciona el contacto móvil mediante el eje de accionamiento, la barra de tracción, el eje de conmutación y la barra de conmutación.

Por otro lado, a medida que se está realizando el cierre, se produce el armado del resorte de disparo y los resortes de presión de contacto. El resorte de cierre del disyuntor operado a motor se recarga después de que el disyuntor esté cerrado.

En estado cerrado, los resortes de presión de contacto y la presión atmosférica se encargan de mantener la necesaria presión de contacto. El resorte de presión de contacto compensa automáticamente la erosión de contacto, que es mínima. Cuando se da una orden de disparo, la energía almacenada en los resortes de disparo y de presión de contacto es liberada. Si el disyuntor va a ser disparado localmente, el resorte de disparo es liberado pulsando el botón OFF. En caso de que se dé una orden eléctrica, se desenclava el resorte disparador. La secuencia de apertura es similar a la secuencia de cierre. La fuerza residual del resorte disparador detiene el contacto móvil en la posición abierta.

En caso de fallo en la alimentación de control, el disyuntor puede ser operado en modo manual.

El dispositivo antibombeo, en forma de un contactor auxiliar en el mecanismo operativo del disyuntor, garantiza que éste no sea abierto y cerrado repetidamente en caso de producirse comandos simultáneos de conexión (ON) y desconexión (OFF).

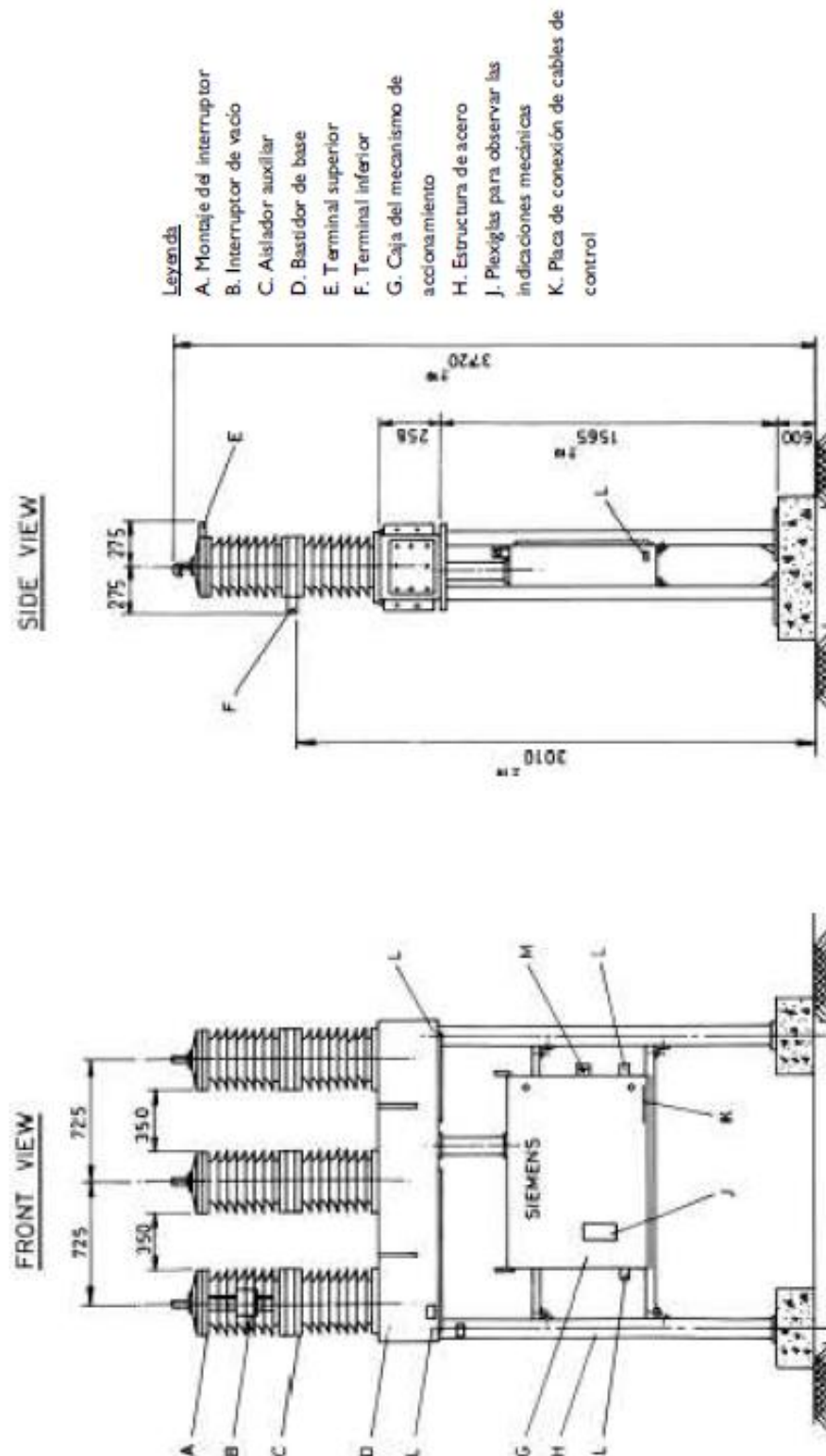


Figura 12. Esquema gráfico del interruptor de 20 KV





### Seccionadores

El seccionador es el elemento de potencia cuya finalidad es la de hacer efectiva la apertura de un circuito. Tras la interrupción de la carga mediante el interruptor de potencia, los seccionadores han de hacer visible y segura dicha interrupción. Con una separación mínima entre polos, dan efectividad y seguridad a la interrupción del circuito.

Las características que se presentan en la Tabla 7, son las que tendrán todos los seccionadores de las posiciones del parque de 20 KV.

**Tabla 7. Características seccionador 20 KV**

<b>Tensión nominal</b>	<b>24 KV</b>
<b>Intensidad nominal</b>	<b>1250 A</b>
<b>Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a tierra y entre polos)</b>	<b>125 KV</b>
<b>Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a seccionamiento)</b>	<b>145 KV</b>
<b>Tensión soportada a frecuencia industrial (a tierra y entre polos)</b>	<b>50 KV</b>
<b>Tensión soportada a frecuencia industrial (a seccionamiento)</b>	<b>60 KV</b>
<b>Intensidad máxima de corta duración (1 s)</b>	<b>31,5 KA</b>
<b>Máxima intensidad admisible</b>	<b>80 KA</b>

El control de dichos seccionadores podrá realizarse manual o automático (motorizado). Para el accionamiento manual está provisto de una manivela insertable en el panel frontal, y dispone de los enclavamientos necesarios para no ser abierto en condiciones inapropiadas.

### Transformadores de intensidad

Estos dispositivos son vitales para la buena coordinación y funcionamiento de las protecciones de la instalación. Podrían definirse como los “ojos” de la instalación, capaces de leer las corrientes primarias del circuito de potencia y adaptarlas a niveles asequibles para los aparatos de medida y protección encargados de responder en función a las magnitudes de las corrientes.

Podemos distinguir dos tipos de transformadores de intensidad: transformadores para la medida y transformadores para la protección. La diferencia entre unos y otros es el punto de saturación del núcleo. Siendo muy bajo en el caso de los transformadores de medida y muy alto para los de protección, es una forma de conseguir unas corrientes secundarias más fieles de acuerdo a la finalidad de cada medida y además, proteger los equipos conectados a los secundarios.

Se montarán junto al interruptor automático, tanto en la posición de línea como en la de transformación, del tipo ARTECHE CXE-24.

En la Tabla 8 se presentan las características esenciales de dichos transformadores:



Tabla 8. Características transformador de intensidad 20 KV

Tensión de servicio	24 KV
Relación de transformación	1000 / 5 – 5 – 5 A
Relación de transformación servicios AUX.	200 / 5 – 5 – 5 A
Intensidad nominal de servicio	
En arrollamiento de facturación	15 VA cl. 0,2s
En arrollamiento de medida	20 VA 5P20
En arrollamiento de protección	20 VA 5P20
Poder de corte nominal bajo cortocircuito	25 KA
Poder de cierre nominal bajo cortocircuito	62,5 KA

### Transformador de tensión

En las posiciones de barras y en la de transformación, se instalará un transformador de tensión por cada fase Arteche tipo UZK-24.

Las características principales son:

Tabla 9. Características transformador de tensión 20 KV

Tensión de servicio	24 KV
Relación de transformación	$22000 / \sqrt{3} : 110 / \sqrt{3} - 110 / \sqrt{3}$
Potencias y clases	
Facturación y medida	50 VA cl. 0,2s
Protección	50 VA 3P
Temperatura mínima / máxima	-25/40 °C
Frecuencia	50 Hz

### Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares en la subestación eléctrica juegan un papel primordial en la misma.

La finalidad del sistema auxiliar es el de otorgar a los equipos más relevantes de la instalación la energía necesaria para que la subestación no deje de estar en servicio bajo ninguna circunstancia evitable. Cuando todo el sistema eléctrico funciona correctamente, los servicios auxiliares actúan como sistema de respaldo recargando constantemente las baterías de las cuales dispone para estar preparado en caso de pérdida del suministro principal. La refrigeración del transformador de potencia, la regulación del mismo, el sistema de comunicaciones, los relés de protección, los motores de los



interruptores y seccionadores y otros dispositivos cuyo servicio permanente resulta indispensable para la instalación, son alimentados por los SSAA.

Dos transformadores de 20/0,4 KV conectados al embarrado principal de 20 KV alimentarán el cuadro de baja tensión. Dichos transformadores irán conectados entre sí mediante un conmutador que actuará como selector entre uno u otro transformador en función al estado de estos.

Del cuadro de baja tensión partirán los embarrados de C.A y el sistema de alimentación de C.C. Los transformadores irán provistos de una sonda de temperatura que provocará el disparo en la posición de los interruptores de SSAA en el caso de que se supere un determinado umbral de temperatura.

El cuadro de baja tensión irá alimentado a su vez por un grupo electrógeno con conmutación automática mediante un inversor de redes

Por otro lado, la alimentación de corriente continua irá provista de dos baterías diferentes, una de 48 Vcc y otra de 125 Vcc para dar servicio a elementos de la subestación que trabajan a tensiones diferentes, como pueden ser los motores de las protecciones (125 Vcc) y el telecontrol (48 Vcc).

La alimentación de corriente alterna de los SSAA estará formada por tres embarrados: alimentación de servicios esenciales, alimentación de servicios principales y alimentación de servicios terciarios.

La barra de servicios esenciales dará suministro a la regulación y refrigeración del transformador de potencia, a los rectificadores de las baterías de corriente continua. Cuando el sistema entre en emergencia, también suministrará a la barra de servicios terciarios. La barra se alimentará de forma conmutada mediante relés de mínima tensión desde los dos transformadores. Ante un fallo, dicha barra irá alimentada a su vez por el grupo electrógeno mediante relés de mínima tensión que lo activarán en el momento necesario.

La barra de servicios principales suministrará la aparamenta y los armarios de control y protecciones del parque de 20 KV y el de 132 KV, así como los equipos de telecontrol y comunicaciones. Dispondrá a su vez de magnetotérmicos de reserva para usos futuros. La alimentación de esta barra se llevará a cabo también por alimentación conmutada automática desde los secundarios de los transformadores de SSAA.

La barra de servicios terciarios dará servicio al alumbrado y al circuito de fuerza e irá provisto de magnetotérmicos para su protección, así como de tres interruptores diferenciales unipolares. La alimentación de estas barras será desde la conmutación de los transformadores auxiliares o bien, desde la barra de servicios esenciales en caso de emergencia mediante una maneta que conecta dichas barras, de forma que se alimente el alumbrado y el circuito de fuerza desde el grupo electrógeno.

Los equipos principales a los que se les dará suministros desde los SSAA son los siguientes:

Servicios principales:

- Calefacción e iluminación de las posiciones de 132 KV y 20 KV.



- Equipos de telemedida.
- Armario UCI.
- Tomas de corriente para usos varios de mantenimiento.
- Instalación de servicios sector terciario

#### Servicios esenciales:

- Rectificador-cargador de la batería de 125 Vcc.
- Rectificador-cargador de la batería de 48 Vcc.
- Cuadro grupo electrógeno.
- Refrigeración de transformador de potencia.
- Cambiador de tomas en carga.

#### Sector terciario:

- Alumbrado.
- Tomas de corriente.

El grupo electrógeno irá conectado, como ya se ha mencionado, al embarrado de servicios esenciales. En funcionamiento normal, el suministro llega por medio de los transformadores de servicios auxiliares, y en caso de que se produzca un “cero” en el secundario de dichos transformadores, la lógica de conmutación arrancará el grupo electrógeno en vacío, desacopla la barra de servicios principales de la de servicios esenciales, y da servicio sólo a estas últimas.

El motivo por el que se desconecta la barra de servicios principales de la de esenciales es porque solo se dará suministro a aquellos dispositivos que bajo ningún concepto deben de dejar de dar cobertura a la instalación, ya que en el caso de tener que suministrar a todos los servicios auxiliares mediante el grupo electrógeno, este tendría que sobredimensionarse.

En la Tabla 10 y la Tabla 11 se detallan las características principales del grupo electrógeno y los transformadores de servicios auxiliares:

**Tabla 10. Grupo Electrógeno**

Fabricante	GENESAL
Tipo	TWD740GE
Tensión nominal (KV)	380/220 V
Potencia nominal (KVA)	200 (220 en emergencia)

**Tabla 11. Transformador servicios auxiliares**

Fabricante	SCHNEIDER
Tipo	TRIHAL
Relación de transformación (V)	20000/400



Potencia nominal (KVA)	630
Grupo de conexión e índice horario	Dyn11
Frecuencia	50
Refrigeración	Transformador tipo seco con envolvente de protección

## 6.5 SISTEMA DE 132 KV

### Descripción

El sistema de 132 KV tiene como finalidad inyectar en la red de transporte de 132 KV la energía procedente del parque eólico al nivel de tensión de 132 KV.

El parque de 132 KV estará formado por 1 posición de línea, 1 posición de transformación, 1 posición de acoplamiento transversal y 1 posición de medida.

Al igual que en el parque de 20 KV, en el de 132 KV toda la aparamenta irá instalada sobre soportes metálicos a una altura tal que no exista riesgo para el personal ni para los equipos de acuerdo al nivel de tensión de trabajo. Dicha distancia se encuentra especificada en el apartado 7.1.12 de coordinación de aislamiento.

Para ello, la aparamenta ha sido dimensionada de acuerdo a los niveles máximos de aislamiento de 145 KV, la cual habrá de ser sometida a las tensiones de ensayo a frecuencia industrial y de choque según lo establece el MIE-RLAT-12.

### Conductor

El tipo de conductor a emplear para intemperie, será del tipo AAAC, que prestará servicio de acuerdo a las características nominales del transformador de potencia:

$$S_N = 25MVA \quad U_{N1} = 132 KV.$$

La Tabla 12 presenta los datos técnicos del conductor de aluminio para el parque de 132 KV, especificándose la sección nominal, tensiones mecánicas admisibles, resistencia eléctrica, etc. [30].

**Tabla 12. Características técnicas conductor 132 KV**

Nombre	Calibre (*) AWG o MCM	Construcción		Ø mm Conduc.	Peso Aprox. Kg/km	Carga Rotura Nominal en kg.	Ω/km DC a 20°C	Corriente Nominal Amp.
		Nº Hilos	Ø Hilo (mm)					
AMES	2	7	2,67	8,01	108	1270	0,853	191



### **Disposición de Embarrados**

El parque de 132 KV dispondrá de un doble embarrado, de tal forma que aseguremos la continuidad del suministro eléctrico en todo momento al igual que en el parque de 20 KV. El tipo de conductor será tal que soporte las corrientes nominales y de cortocircuito máximas determinadas en el apartado 7.3.1, así como los esfuerzos electrodinámicos máximos consecuentes a dichas corrientes.

Su sección está determinada en base al documento de UNIÓN FENOSA “Normalización del diseño de subestaciones convencionales”[27].

Los conductores que forman los embarrados serán de la misma sección que los definidos para el parque de 20 KV debido a que, de acuerdo al criterio de UNION FENOSA empleado para el embarrado de 20 KV, si determinamos la sección en función a la corriente normal de funcionamiento (109 A), al ser esta tan baja, le corresponde una sección demasiado reducida en detrimento de las prestaciones mecánicas.

Dispondrán, por lo tanto, de una sección exterior de 60 mm y una sección interior de 56 mm.

Por otro lado, al sobredimensionar dicho embarrado, nos aseguramos de que para futuras ampliaciones la instalación no se quede obsoleta.

Se presentan en la Tabla 13 las características del embarrado de 132 KV.

**Tabla 13. Características embarrado 132 KV**

<b>Tensión máxima de funcionamiento</b>	145 KV
<b>Tensión soportada bajo lluvia</b>	275 KV
<b>Tensión soportada de choque</b>	650 KV (Cresta)
<b>Carga de rotura a flexión</b>	4000 Nm
<b>Carga de rotura a torsión</b>	3000 Nm

### **Distancias mínimas de aislamiento**

Para determinar las distancias mínimas de aislamiento, tal y como se explica en el caso del parque de 20 KV, se ha realizado un estudio previo del nivel de contaminación del entorno. La necesidad de dicho estudio radica en que las partículas contaminantes que se depositan en los dispositivos de aislamiento, como las cadenas de aisladores, crean una película en la superficie del aislador favoreciendo la conductividad eléctrica y por tanto, propiciando descargas parciales (flameo) a través de los aisladores (reducción de la tensión disruptiva). Para determinar que el emplazamiento posee un nivel de contaminación LIGERO, tal y como se especifica en el RLAT, ha sido necesario recurrir a los datos de contaminación ambientales de la estación de Reinosa [19], constatando posteriormente la baja concentración de contaminantes.



La coordinación de aislamiento, tal y como ya se ha descrito en el parque de 20 KV, se ha realizado en base al RLAT y al Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, aportando este último un mayor número de especificaciones y por ser más restrictivo, será el que se tenga finalmente en cuenta.

En la Tabla 14, se presentan las distancias de aislamiento normalizadas.

**Tabla 14. Distancias de aislamiento normalizadas en 132 KV**

	REC
Línea de fuga aisladores	2320 mm
D de seguridad	2,26 m
H de seguridad	3,70 m
D para vehículos	3,00 m
H para vehículos	4,50 m
D áreas de trabajo	3,50 m
H áreas de trabajo	6,00 m
H min de equipos	4,00 m
H embarrado	7,00 m
H líneas de entronque	6,00 m
D critica por balanceo	0,23 m
D Fase Tierra (Del)	1,40 m
D Fase Fase (Dpp)	3,00 m
H instalación	8,00 m
BIL	650 KV
BSL	230 KV

En conclusión, es el REC el que ofrece una mayor diversidad de parámetros para establecer el conjunto de todas las distancias mínimas de la instalación y además, aquellos cálculos que determinan el mismo parámetro en ambos procedimientos, resultan ser más restrictivos los realizados por el REC. Por este motivo, las distancias mínimas de las que se parten en el presente proyecto son las obtenidas mediante el *Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (REC)*.

Respecto a los equipos del parque de 132 KV, su tensión máxima para el material será de 145 KV, y habrán de ser sometidos a los correspondientes ensayos a frecuencia industrial durante un minuto de 230 KV, y al choque de 650 KV con una onda normalizada 1,2/50  $\mu$ s, según la norma CEI.



### **Características aparamenta de 132 KV**

A partir de los cálculos eléctricos realizados en el apartado 7.3.1, en el que se obtienen las corrientes máximas de cortocircuito en el parque de 132 KV, se han seleccionado posteriormente aquellos equipos capaces de soportar los niveles de cortocircuito máximos.

### **Interruptor automático**

Es el elemento de potencia destinado a la interrupción de la circulación de corrientes tanto en régimen normal de funcionamiento como en régimen de falta.

En función a los niveles de cortocircuito máximos determinados y el nivel de tensión de trabajo de 145 KV, se ha previsto la instalación de interruptores automáticos tripolares aislados en SF6 de intemperie del fabricante ABB tipo LTB145DI/B para las posiciones de línea, de acoplamiento de barras y para la posición de transformación.

**Tabla 15. Características generales Interruptor 132 KV**

<b>Tensión de servicio</b>	145 KV
<b>Frecuencia</b>	50 Hz
<b>Intensidad nominal de servicio</b>	2500 A
<b>Poder de corte bajo cortocircuito</b>	31,5 KA
<b>Poder de cierre nominal bajo cortocircuito</b>	78,8 KA
<b>Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz</b>	275 KV
<b>Tensión de ensayo con onda 1,2/50 <math>\mu</math>s</b>	650 KV

Dichos interruptores, irán montados sobre un chasis común y podrán ser accionados por resortes motorizados. Su cámara de ruptura irá provista de gas SF6 a 0,7 MPa para garantizar así el poder de corte y las características de aislamiento hasta una temperatura de  $-25^{\circ}\text{C}$  sin necesidad de calefacción adicional.

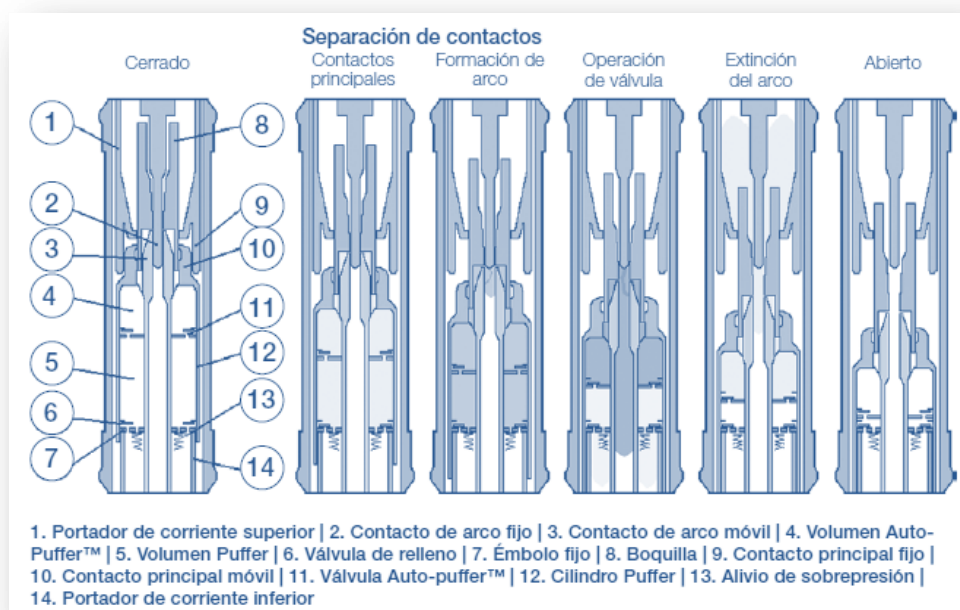
En cuanto a su aislamiento externo fase - tierra, un aislador soporte de porcelana junto con la barra aislante que se encuentra en su interior cumplirán tales funciones.

### **Características funcionales del interruptor de potencia con Auto-Puffer:**

Al interrumpir corrientes altas (por ejemplo, corriente nominal de cortocircuito), los interruptores Auto-Puffer muestran la ventaja para la cual están diseñados.

En la apertura, la operación de un interruptor Auto-Puffer con alta corriente comienza de la misma manera que un interruptor tipo Puffer. Posteriormente a la aparición del arco se observa una diferencia en el principio de operación entre los casos de interrupción de alta y baja corriente.





**Figura 13. Contactos del interruptor de 132 KV**

Cuando los contactos de arco se separan, se forma un arco entre el contacto de arco móvil y fijo. Cuando el arco fluye, bloquea en cierto grado el flujo de gas SF<sub>6</sub> a través de la boquilla. El arco formado es extremadamente caliente e irradia mucho calor, y comienza a calentar el gas SF<sub>6</sub> en el volumen de gas de interrupción. De ese modo, la presión en el interior de los volúmenes de Auto-Puffer y Puffer aumenta debido al aumento de temperatura, así como debido a la compresión de gas entre el cilindro Puffer y el émbolo fijo. La presión de gas dentro del volumen Auto-Puffer sigue aumentando hasta que es lo suficientemente elevada para forzar la válvula Auto-Puffer a la posición cerrada. Todo el gas SF<sub>6</sub> requerido para la interrupción es retenido ahora en el volumen Auto-Puffer fijo y todo aumento ulterior de la presión de gas en ese volumen se debe solamente al calentamiento del arco. Casi al mismo tiempo, la presión de gas en el volumen Puffer alcanza un nivel suficiente para empujar y abrir la válvula de sobrepresión. Dado que el gas en el volumen Puffer es evacuado a través de la válvula de sobrepresión, no hay necesidad de que una energía de operación elevada supere la compresión del gas SF<sub>6</sub> mientras simultáneamente mantiene la velocidad de contacto necesaria para resistir la tensión de restablecimiento. Cuando la forma de onda de corriente atraviesa el cero, el arco se debilita relativamente. En este momento, el gas SF<sub>6</sub> presurizado emana del volumen Auto-Puffer a través de la boquilla, extinguiendo el arco.

### Seccionadores

El seccionamiento será llevado a cabo por seccionadores del tipo SG3C 145/1250 de Areva. Dichos seccionadores irán instalados en las siguientes posiciones:



- Posición de acoplamiento sin puesta a tierra.
- Posición de transformación con puesta a tierra.
- Posición de línea con puesta a tierra.

**Tabla 16. Características seccionador 132 KV**

<b>Tensión nominal</b>	<b>145 KV</b>
<b>Intensidad nominal</b>	1250 A
<b>Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a tierra y entre polos)</b>	750 KV
<b>Tensión soportada a impulsos tipo rayo (a seccionamiento)</b>	650 KV
<b>Tensión soportada a frecuencia industrial (a tierra y entre polos)</b>	275 KV
<b>Tensión soportada a frecuencia industrial (a seccionamiento)</b>	315 KV
<b>Intensidad máxima de corta duración (1 s)</b>	80 KA
<b>Máxima intensidad admisible</b>	31,5 KA

El control de dichos seccionadores se hará de forma simultánea con un mando único, dotado de un sistema articulado de tirantes de tubo, ajustados, que permiten que la maniobra de cierre y apertura en las tres fases, esté debidamente sincronizada.

Los tres seccionadores irán instalados sobre una estructura metálica común.

Las cuchillas de los seccionadores de línea y del transformador son accionados por un mando motorizado.

Las cuchillas de la puesta a tierra de los seccionadores de línea son accionados con un mando manual.

### **Transformadores de intensidad**

Estos dispositivos son vitales para la buena coordinación de las protecciones de la instalación. Podrían definirse como los “ojos” de la instalación, capaces de leer las corrientes primarias del circuito de potencia y adaptarlas a niveles asequibles para los aparatos de medida y protección que responderán en función a dichas lecturas.

Irán montados junto al interruptor de potencia tres transformadores de intensidad de Artech tipo CH-145 que alimentarán los circuitos de medida y protección, así como en la posición de línea junto al interruptor de potencia de la misma.

He aquí las características esenciales de dichos transformadores:

**Tabla 17. Características transformador de intensidad 132 KV**

<b>Tensión de servicio</b>	<b>145 KV</b>
<b>Relación de transformación</b>	200 / 5 – 5 – 5 A



Relación de transformación servicios AUX.	200 / 5 – 5 – 5 A
<b>Intensidad nominal de servicio</b>	
En arrollamiento de facturación	15 VA cl. 0,2s
En arrollamiento de medida	20 VA 5P20
En arrollamiento de protección	20 VA 5P20
Poder de corte nominal bajo cortocircuito	31,5 KA
Poder de cierre nominal bajo cortocircuito	80 KA
Tensión de ensayo 1min 50 Hz	275 KV
Tensión de ensayo con onda 1,2/50 $\mu$ s	650 KV
Sobre intensidad admisible en permanencia	1,2 x In primaria

### Transformador de tensión

En las posiciones de barras y en la de transformación, se instalará un transformador de tensión por cada fase, Artech tipo UTE-145 para los circuitos de medida y protección.

Las características principales son:

**Tabla 18. Características transformador de tensión 132 KV**

Tensión de servicio	132 KV
Relación de transformación	$132000/\sqrt{3} : 110/\sqrt{3} - 110/\sqrt{3}$
<b>Potencias y clases</b>	
Facturación y medida	50 VA cl. 0,2s
Protección	50 VA 3P
Temperatura mínima / máxima	-25/40 °C
Frecuencia	50 Hz

### Autoválvulas

La autoválvula o pararrayos es el dispositivo que tiene como finalidad proteger a determinados equipos ante sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o por maniobras en la subestación.

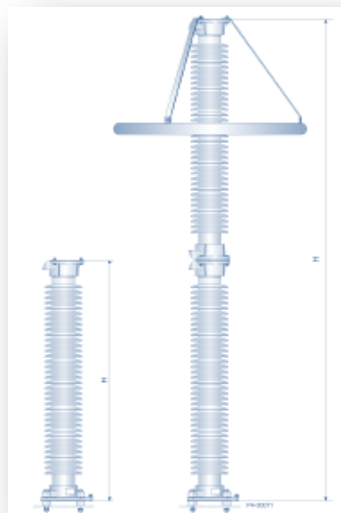
Se instalarán tres autoválvulas de óxidos metálicos lo más próximas al transformador de potencia (uno por cada fase) para asegurar la máxima protección del mismo, así como en las posiciones de línea, tres en el parque de 132 KV, y tres en el de 20 KV para lograr una máxima protección para el conductor subterráneo que proviene del parque eólico.

Características principales de la autoválvula:

Tensión nominal	120 KV
Corriente de descarga	10 KA
Tensión de ensayo 1 minuto 50 Hz	275 KV
Tensión de ensayo con onda 1.2/50 $\mu$ s	650 KV
Sobreintensidad admisible en permanencia	1,2 x In primaria
Tensión continua de operación (COV)	83,71 KV
Sobre tensión temporal (TOV)	117,2 KV
Nivel de protección impulso maniobra (NPM)	235 KV
Nivel de protección impulso atmosférico (NPR)	276 KV

#### Descripción del pararrayos:

Los componentes activos del pararrayos son resistencias de óxidos metálicos de carácter no lineal. Dichas resistencias están dispuestas en columna y montadas en una envoltura de porcelana herméticamente cerrada, provista de pantallas de elevada rigidez dieléctrica. Las bridas con toberas deflectoras de gases se construyen de aleación de metal ligero resistente al medio ambiente y están enmasilladas con la envoltura de porcelana.



**Figura 14. Autoválvula**

Cada modulo lleva en sus extremos dispositivos de desfogue y toberas deflectoras de gases. En el caso improbable de sobrecarga, estos dispositivos de desfogue se abren ya a una presión que corresponde a una fracción de la resistencia de la envoltura de porcelana. Por la forma que tienen las toberas deflectoras de gases, los chorros de gas se dirigen el uno contra el



otro, de manera que el arco se ceba de nuevo fuera de la envoltura de porcelana y permanece en esta zona hasta la desconexión de la línea.

#### Modo de funcionamiento:

Las resistencias de óxido metálico presentan una característica no lineal muy pronunciada, es decir, poseen una característica intensidad/tensión muy curvada, de tal forma que para la tensión permanente normalmente existente circula únicamente la denominada corriente de fuga de unos pocos miliamperios.

En el caso de sobre tensiones por caída de rayos o por maniobras eléctricas, las resistencias se hacen conductoras (zona óhmica), de modo que puede circular hacia tierra una corriente de impulso, reduciéndose así la sobre tensión al valor de la caída de tensión en el pararrayos autoválvula (tensión residual). Los valores de Sobreintensidad de descarga alcanzan valores de 1KA a 2KA en maniobras, y según el emplazamiento de nuestra subestación (nivel isoceraúnico), de 10 KA para descargas atmosféricas.

## **6.6 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

El transformador de potencia, elemento más importante de la subestación elevadora, tendrá por objeto elevar el nivel de tensión de 20 KV a 132 KV para el transporte.

Su diseño lo capacita para trabajar a una potencia nominal de 25 MVA, potencia que supera considerablemente a la del parque eólico de 14 MW teniendo presente posibles ampliaciones futuras del mismo, tal y como se ha hecho con gran parte de la aparamenta de toda la subestación.

Fabricado por EFACEC, presenta las siguientes características:

**Tabla 19. Características del transformador de potencia**

Relación de transformación (KV)	
Potencia nominal (MVA)	25
Grupo de conexión e índice horario	YNd11
Frecuencia (Hz)	50
Impedancias de cortocircuito (%)	13,7-14,4
Impedancia transformador	



(132 KV)	$\Omega$			
(20 KV)	$\Omega$			
Tipo de refrigeración		ONAN / ONAF		
		Lado 132 KV		Lado 20 KV
Tensión nominal (KV)		132		21,5
Tensión máxima de servicio (KV)		145		24
Corriente nominal (A)		175		1074
Corriente pos. 21 (toma mínima)		194,4		1074
Corriente pos. 1 (toma máxima)		159		1074
Nivel de aislamiento		Línea	Neutro	
A frecuencia industrial (KV)		275	95	50
A impulso tipo rayo (1,2/50 $\mu$ s) (KV)		650	250	125
Calentamiento del aceite (°C)		60		
Calentamiento del cobre (°C)		65		
Temperatura ambiente máxima (°C)		40		
Altitud máxima sobre el nivel del mar (m)		1000		
Pesos				
Total (Kg)		37500		
Aceite del transformador (Kg)		8750		
Desencubado (Kg)		19000		
Parte activa (Kg)		19000		
Transporte con aceite (Kg)		33125		
Devanados (Kg)		6062		

### ***Transformadores internos***

El transformador de potencia lleva instalados dos transformadores de intensidad toroidales, uno en la fase V del lado de 132 KV y otro en la misma fase del lado de 20 KV, para la protección de imagen térmica.

Dichos transformadores, con un único devanado secundario, poseen las siguientes características:

	Lado 132 KV	Lado 20 KV
Relación de transformación	250/2	1300/2
Potencia nominal	10 VA	10VA
Clase de precisión	cl. 10P2	cl. 10P2

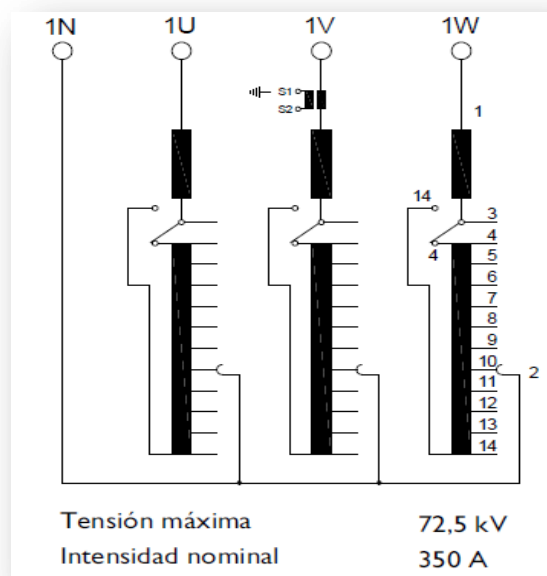
### *Cambiador de tomas en carga*

El transformador de potencia lleva instalado un cambiador de tomas en carga del tipo M III 350 Y-72,5/B – 12 23 3W, fabricado por MR. Con 23 pasos, el regulador está instalado en el lado de 132 KV y al neutro, para evitar que maneje elevadas corrientes por estar en el lado de alta tensión, y conectado con el neutro para que el aislamiento requerido sea también el mínimo posible (trabaja con tensión de fase).

El regulador puede ser controlado de varias formas:

- Automáticamente: el regulador mantiene una tensión de consigna a la salida del transformador.
- Manualmente: las tomas del regulador se cambian manualmente en campo con los mandos previstos a tal efecto.
- Remoto: el regulador es comandado desde el despacho de operación, que puede enviar órdenes manuales de cambio de toma u órdenes automáticas para el mantenimiento de una tensión dada. Es el modo habitual de funcionamiento.

En la Figura 15 y en la Tabla 20 se presentan el esquema del regulador y las tensiones, corrientes y posiciones de los contactos del regulador respectivamente.



**Figura 15. Esquema del regulador de tensión**



Tabla 20. Posiciones del regulador en carga

Pos.	Contacto realizado		Tensión (V)	Corriente (A)
	Inversor	Selector		
1	3 – 4	2 – 14	152.320	113.7
2		2 – 13	150.688	114.9
3		2 – 12	149.026	116.2
4		2 – 11	147.424	117.5
5		2 – 10	145.792	118.8
6		2 – 9	144.160	120.1
7		2 – 8	142.528	121.5
8		2 – 7	140.896	122.9
9		2 – 6	139.264	124.4
10		2 – 5	137.632	125.8
11A		2 – 4	136.000	127.4
11B	3–4↓ 3–14↑	2 – 3		
11C		2 – 14		
12	3 – 14	2 – 13	134.368	128.9
13		2 – 12	132.736	130.5
14		2 – 11	131.104	132.1
15		2 – 10	129.472	133.8
16		2 – 9	127.840	135.5
17		2 – 8	126.208	137.2
18		2 – 7	124.576	139.0
19		2 – 6	122.944	140.9
20		2 – 5	121.312	142.8
21		2 – 4	119.680	144.7





## 7 CÁLCULOS

### 7.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

#### 7.1.1 Niveles de tensión nominales y máximos:

En el presente proyecto, se parte de una tensión de entrada de 20 KV procedente del parque de generación eólico, la cual será elevada a 132 KV para su transporte.

Según el RLAT, a dichos valores de tensión normalizados, les corresponden unos máximos que se especifican en la Tabla 21:

Tabla 21. Tensiones nominales y máximas

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED ( $U_n$ ) KV	TENSION MAS ELEVADA DE LA RED ( $U_s$ ) KV
20	24
132	145

#### Categoría de las líneas en función a sus niveles de tensión nominales:

Categoría A: para partes en tensión a 132 KV

Categoría B: para partes en tensión a 20KV

#### 7.1.2 Nivel de contaminación del entorno:

Es indispensable establecer un nivel de contaminación del aire en base a mediciones históricas para determinar el nivel de aislamiento mínimo requerido. Las partículas contaminantes del aire se depositan en la superficie de los aisladores creando una película capaz de reducir la tensión disruptiva del aislador, favoreciendo a la larga, la aparición de la tensión de flameo y la presencia de cortocircuitos monofásicos por una pérdida efectiva del aislamiento superficial del aislador.

Los siguientes datos de concentración de contaminantes se corresponden con las medidas tomadas por la Estación de Reinosa (Cantabria), próxima a la localidad donde se encuentra el emplazamiento de la Subestación (Valderredible) [19].



## CIMA - Red de Control y Vigilancia de la Calidad del Aire de Cantabria

### Estación: Reinosa

Ayuntamiento de Reinosa  
Dirección: C/Santa Clara  
Código nacional: 39059001

Latitud: 43°04'03"N  
Longitud: 04°08'08"W  
Altura: 850

### INFORME ANUAL DE CONCENTRACIONES MEDIAS DE DATOS VALIDADOS Datos del año 2009

Mes	PM10 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	SO2 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	NO2 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	NO ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	O3 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )
Enero	16 V	8 V	18 V	6 V	49 V
Febrero	22 V	7 V	18 V	6 V	57 V
Marzo	24 V	5 V	16 V	4 V	68 V
Abril	20 V	5 V	12 V	3 V	77 V
Mayo	19 V	5 V	10 V	3 V	70 V
Junio	20 V	5 V	9 V	2 V	62 V
Julio	**** N	4 V	7 V	3 V	57 V
Agosto	19 V	3 V	9 V	2 V	58 V
Septiembre	23 V	4 V	12 V	3 V	64 V
Octubre	21 V	4 V	12 V	4 V	45 V
Noviembre	20 V	6 V	13 V	5 V	49 V
Diciembre	14 V	6 V	19 V	9 V	43 V

Max	24	8	19	9	77
M. max	Marzo	Enero	Diciembre	Diciembre	Abril
Min	14	3	7	2	43
M.Min	Diciembre	Agosto	Julio	Junio	Diciembre
Med	20 V	5 V	13 V	4 V	58 V
%Val	91,7%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Códigos de validación empleados			
Datos aceptados		Datos excluidos	
V	Dato válido	D	Fallo técnico
O	Dato corregido	C	Calibración de Span
R	Dato reconstruido	F	Fallo de tensión
T	Pendiente de validación	N	Causa desconocida
		M	Mantenimiento
		Z	Calibración de cero
		(*)	Insuficiente número de datos

**Figura 16. Calidad del aire de Valderredible**

En la Figura 17 se presentan los Estándares de Calidad del Aire para llevar a cabo una comparativa para establecer el nivel de contaminación:



CONTAMINANTE	TIEMPO PROMEDIO	LÍMITE PERMISIBLE	UNIDAD
Partículas suspendidas totales(pst)	anual	80	ug/m3
	24 horas	230	
Partículas fracción (pm-10)	anual	50	ug/m3
	24 horas	150	
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	anual	100	ug/m3
	24 horas	150	
	1 hora	200	
Dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> )	anual	100	ug/m3
	24 horas	300	
	1 hora	400	
Ozono (O <sub>3</sub> )	8 horas	160	ug/m3
	1 hora	250	
Monóxido de carbono (CO)	media diaria	-----	ug/m3
	8 horas	10,000	
	1 hora	40,000	
Hidrocarburos (no-metano) (ch)	3 horas	160	ug/m3
Plomo (Pb.)	trimestral	1.5	ug/m3
	anual	2.0	

**Nota:** La unidad expresada en la tabla es microgramos sobre metro cúbico.

**Figura 17. Estándares de calidad del aire**

Comparando los niveles medios permitidos con los niveles medios emitidos medidos por la Estación de Reinosa y constatando que en un radio amplio respecto a nuestro emplazamiento no se encuentran industrias contaminantes, que el término municipal en el que se sitúa el emplazamiento está a 70 Km de la costa, se determinará un nivel de contaminación Ligero según el RLAT, por lo que la línea de fuga mínima necesaria para determinar el nivel de aislamiento adecuado de la cadena de aisladores es: Tabla 22.



### 7.1.3 Línea de fuga mínima de la cadena de aisladores:

En base a lo especificado por el RLAT en la Tabla 22, la línea de fuga mínima en los aisladores será, teniendo en cuenta la tensión más elevada de la Red:

Tabla 22. Línea de fuga mínima

Tensión Nominal	Tensión más elevada de la Red	Línea de fuga mínima
20 KV	24 KV	384 mm
132 KV	145 KV	2320 mm

Tabla 23. Líneas de fuga recomendadas

Nivel de contaminación	Ejemplos de entornos típicos	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV <sup>(1)</sup>
I Ligero	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas equipadas con calefacción.</li> <li>- Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, pero sometidas a viento o lluvias frecuentes.</li> <li>- Zonas agrícolas<sup>2</sup></li> <li>- Zonas montañosas</li> <li>- Todas estas zonas están situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no están expuestas a vientos directos desde el mar<sup>3</sup></li> </ul>	16,0

### 7.1.4 Distancias mínimas de aislamiento

Se considerarán 3 tipos de distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas según el RLAT:

$D_{el}$  → Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{el}$  puede ser interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.

$D_{pp}$  → Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido.  $D_{pp}$  es una distancia interna.

$A_{som}$  → Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra.

Se aplicarán las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

- La distancia eléctrica  $D_{el}$ , previene descargas eléctricas entre partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales



incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.

- La distancia eléctrica  $D_{pp}$ , previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- Es necesario añadir a la distancia externa  $Del$ , una distancia de aislamiento adicional  $D_{add}$ , para que en las distancias mínimas de seguridad al suelo, a líneas eléctricas, a zonas de arbolado, etc., se asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que  $Del$ .
- La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna  $A_{som}$ , debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Así, para cadenas de aisladores muy largas, el riesgo de descarga debe ser mayor sobre la distancia interna  $A_{som}$  que a objetos externos o personas. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad ( $D_{add} + Del$ ) deben ser siempre superiores a 1,1 veces  $A_{som}$ .

### 7.1.5 Distancias mínimas de seguridad

En todo momento y/o circunstancia, deben de respetarse unas distancias mínimas de seguridad para los trabajos en la proximidad de instalaciones o partes de las mismas, que estén en tensión, y no estén protegidas. Estas distancias mínimas están especificadas en la Tabla 24.

**Tabla 24. Distancias mínimas de seguridad**

TENSIÓN ENTRE FASES	DISTANCIAS DE SEGURIDAD
Hasta 20 KV	0,95 m
Hasta 132 KV	2,00 m

Estas distancias mínimas se miden entre el punto más próximo en tensión, y cualquier parte extrema del operario, herramientas o elementos que pueda manipular en movimientos voluntarios o accidentales.

Para personal no especialista eléctrico, o que desconozca las instalaciones eléctricas, o sea de otras calificaciones o especialidades profesionales es prudente aumentar estas distancias mínimas de seguridad.

Concretamente, algunas compañías eléctricas establecen, para tensiones entre fases de 1 KV a 66 KV (media tensión) una distancia mínima de 3 m.



Las correspondientes distancias dadas no son aplicables cuando se realicen trabajos de mantenimiento en tensión, para lo cual habrá de aplicarse el R.D. 614/2001 del 8 de Junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

### 7.1.6 Dimensionado mínimo total de aislamiento

Los valores de  $D_{el}$  y  $D_{pp}$  en función de la tensión más elevada de la red  $U_s$  serán, según la Tabla 25 del RLAT:

**Tabla 25. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas**

Tensión más elevada de la Red $U_s$ (KV)	$D_{el}$ (m)	$D_{pp}$ (m)
24	0,22	0,25
145	1,20	1,40

Los valores dados en la tabla están basados en un análisis de los valores dados comúnmente en Europa, los cuales han sido probados que son lo suficientemente seguros para el personal en general.

Por lo tanto, tenemos las siguientes distancias mínimas de aislamiento en la Tabla 26:

**Tabla 26. Distancias mínimas de aislamiento**

Nivel de tensión máxima (KV)	Distancia de aislamiento eléctrico ( $D_{el}$ ) entre Elemento en tensión y Tierra	Distancia mínima entre fases ( $D_{pp}$ )	*Distancias externas mínimas de seguridad (m)	Distancia en línea recta entre elemento en tensión y tierra ( $A_{som}$ )
24	0,22	0,25	$(0,95+0,22)=1,17$	$A_{som} \leq 1,063$
145	1,2	1,4	$(2+1,2) = 3,20$	$A_{som} \leq 2,91$

\*Distancias externas mínimas de seguridad =  $(D_{add} + D_{el}) \times 1,1$

Hasta 20 KV  $D_{add} = 0,95$  m

Hasta 132 KV  $D_{add} = 2,00$  m

La Figura 18 muestra un ejemplo representativo de las diferentes distancias de aislamiento y lo que representa cada una en la instalación:

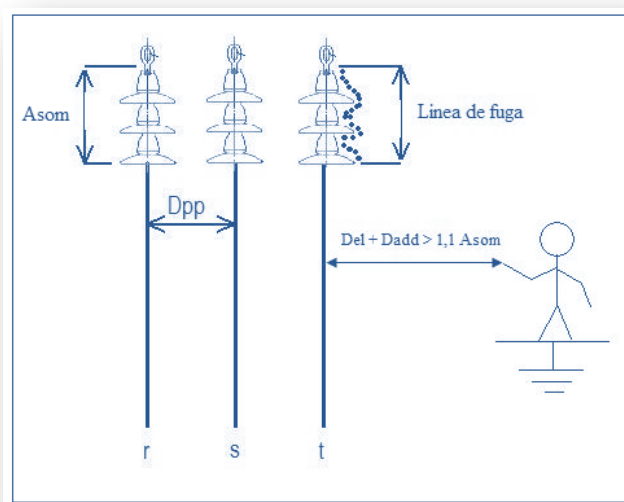


Figura 18. Distancias mínimas de aislamiento

De acuerdo a lo indicado en el RLAT, en el punto 5.5 en relación a las distancias mínimas de aislamiento, este especifica:

La altura mínima de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical queden situados por encima de cualquier punto del terreno a una altura mínima de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el}(\text{metros})$$

Con un mínimo de 6 metros.

Tabla 27. Altura mínima de la subestación

Altura mínima para 20 KV	Altura mínima para 132 KV
6 m	6,5 m

Es decir, que toda la subestación estará, al menos, a una altura mínima de 6,5 m.

Una vez realizada la coordinación de aislamiento básica, se llevará a cabo una evaluación de las tensiones máximas atmosféricas que nuestra instalación puede sufrir en base a su situación geográfica, ya que, en función a esta, le corresponde un nivel isoceraúnico determinado y, posteriormente, se determinarán las distancias entre los distintos elementos del parque de 20 KV y 132 KV, los niveles de protección de diseño de los pararrayos así como el nivel de aislamiento a impulso tipo atmosférico y de maniobra.

### 7.1.7 Estimación de sobretensiones en la instalación

Cuando en una instalación eléctrica se produce una sobre tensión, por ejemplo, por la caída de un rayo en una línea, son diferentes los fenómenos que pueden producirse en función de los obstáculos que la onda de sobretensión pueda encontrarse. Si la descarga de un rayo se produce a lo largo de una línea aérea, dicha onda se propagará en ambos sentidos alejándose del punto de caída del rayo hasta toparse con el primer apoyo y su cadena de aisladores. Si las ondas de tensión son mayores que la rigidez dieléctrica de los aisladores, el rayo se descarga a tierra a través de los postes. En caso contrario, las ondas siguen propagándose por la línea hasta amortiguarse o encontrarse con un transformador. El transformador se comportara como un circuito abierto y reflejará la onda de tensión.

Supongamos que los medios que atraviesa el rayo son el aire y los conductores de la instalación, y suponiendo también que la resistencia del aire es aproximadamente de  $500 \Omega$  y que el valor de la impedancia característica de la línea es de  $350 \Omega$ , que en España las corrientes de rayo alcanzan típicamente los 10 KA, de acuerdo a el nivel isoceraúnico recogido en el mapa de España de la Figura 19, podemos determinar la máxima sobretensión a la que la instalación puede verse sometida:

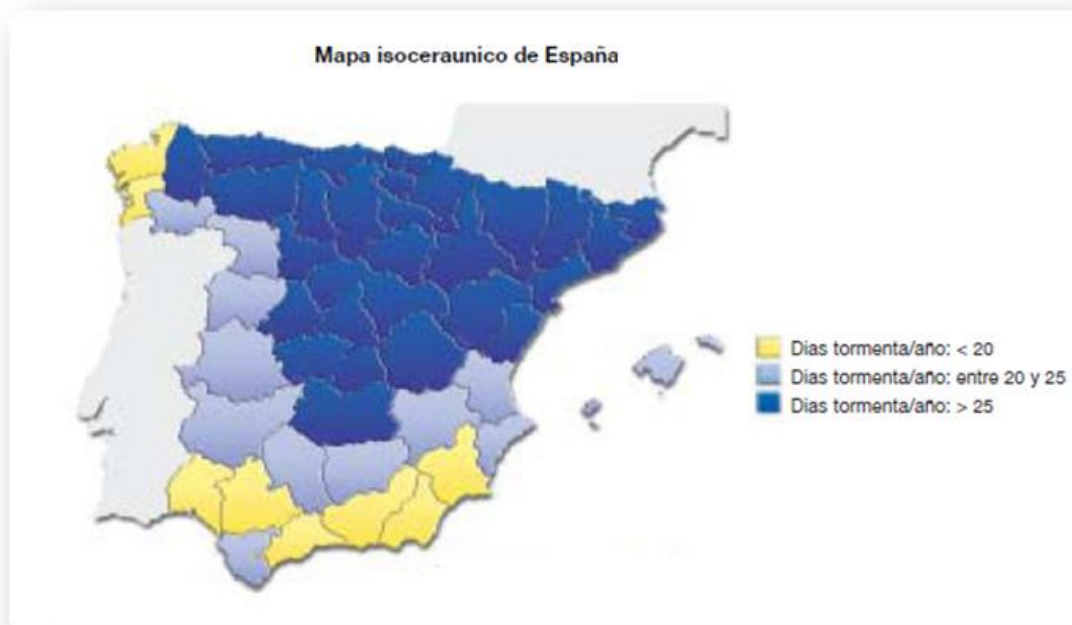


Figura 19. Nivel isoceraúnico en España



$$v_{\max} = \frac{i_f}{\frac{1}{z_1} + \frac{2}{z_2}} = \frac{10 \times 10^3}{\frac{1}{500} + \frac{2}{350}} \approx 1300 \text{ KV}$$

Donde:

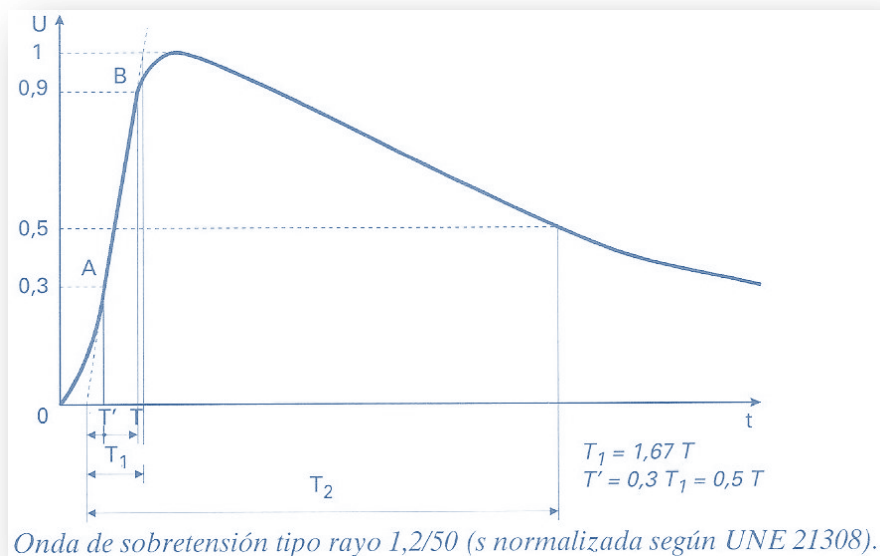
$i_f \rightarrow$  Corriente eléctrica de descarga del rayo en Amperios.

$z_1 \rightarrow$  Resistencia atmosférica al paso de la descarga del rayo.

$z_2 \rightarrow$  Resistencia de la línea de descarga del rayo.

Todos los elementos eléctricos serán caracterizados no solo por su tensión nominal, sino por el máximo impulso de tensión que pueden soportar sin perjuicio para su aislamiento (*nivel de aislamiento BIL*) [11][24]

Para determinar el nivel de aislamiento característico, dicho elemento será sometido a un ensayo impulso normalizado de tensión 1,2/50  $\mu\text{s}$  tal como se indica en la Figura 20:



**Figura 20. Onda de sobre tensión normalizada**

Cuando sometemos a un aparato al ensayo de onda de sobre tensión tipo rayo, podemos definir el nivel de aislamiento normalizado o Basic Insulation Level (BIL).

El BIL es el máximo valor de tensión de cresta que no provoca la descarga eléctrica a través del material aislante. Este parámetro solo puede definirse de forma probabilística porque depende de la rigidez dieléctrica del material aislante.



Determinado el nivel máximo de tensión que puede presentarse en la subestación, se procederá a la disposición de los elementos de potencia de la misma, determinando las distancias entre los mismos en la subestación.

### 7.1.8 Selección de explosores para la protección contra sobretensiones

#### Descripción y finalidad del explosor

Uno de los puntos más importantes en el diseño de una subestación es la protección contra sobretensiones atmosféricas o de maniobra y es aquí donde los pararrayos cumplen una función vital en la protección de los equipos y las instalaciones (especialmente transformadores de potencia).

Existen en el mercado tres tipos de pararrayos:

- Pararrayos con descargadores tipo plato.
- Pararrayos con resistencia de carburo de silicio (SiC) tipo válvula.
- **Pararrayos sin descargadores y con resistencia no lineales metal-óxido (pararrayos MO).**

La capacidad de absorción de energía de los pararrayos con resistencia de carburo de silicio (SiC) tipo válvula es tres veces mayor que los pararrayos con descargadores tipo plato, por lo cual se utilizaban en redes de alta tensión y en puntos neurálgicos del sistema de potencia. Actualmente los pararrayos de Óxido de Zinc han desplazado por completo a los de tipo válvula y son los que se emplearán en el presente proyecto.

Las siguientes son algunas definiciones necesarias para la selección del pararrayos:

- **Sobretensión temporal (TOV):** Es una sobre tensión oscilatoria de relativamente larga duración, está levemente amortiguada o en ciertas ocasiones no está amortiguada. El rango de frecuencias del TOV, abarca desde unos pocos Hz hasta algunos cientos de Hz, y su duración va desde algunos milisegundos a algunas horas (dependiendo del tiempo de despeje de la falla).
- **Sobretensión nominal de un pararrayos ( $U_r$ ):** Es una medida de la capacidad de sobre tensión temporal (TOV), de acuerdo con la IEC,  $U_r$  es la mínima capacidad TOV durante 10 segundos en un ciclo de prueba de los ensayos obligatorios de operación.
- **Tensión continua de operación (COV):** Es la máxima tensión de diseño que se puede aplicar de forma continua entre los terminales de un pararrayos. La tensión continua de



operación seleccionada deberá ser al menos igual a la tensión aplicada permanentemente durante las condiciones de servicio. Cuando el pararrayos se conecta fase - tierra, el COV es igual a la máxima tensión del sistema dividido por  $3^{1/2}$ . La máxima tensión del sistema es usualmente 1.05 o 1.10 veces la tensión nominal del sistema.

- **Factor de capacidad de sobretensión temporal ( $T_r$  o  $K_t$ ):** Es la capacidad que tiene un pararrayos de asimilar sobretensiones temporales expresadas en múltiplos de la tensión nominal  $U_r$ .
- **Tensión residual de un pararrayos ( $U_{res}$ ):** Es el valor pico de tensión que aparece entre los terminales de un pararrayos durante el transito o descarga de corriente a través de él. Depende, tanto de la magnitud como de la forma de onda de la corriente de descarga. Para amplitudes y formas de onda que difieren de la corriente de descarga nominal,  $U_{res}$  se expresa generalmente en porcentaje de la tensión residual para la corriente nominal.

Para el diseño de la Subestación, se instalaran pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO) por presentar mayores ventajas respecto al sistema donde se instalaran.

Considerando que los dos sistemas (20 KV y 132 KV) están sólidamente aterrizados se harán los cálculos correspondientes para la selección apropiada de los pararrayos a instalarse en la subestación.

### *Cálculo del pararrayos*

Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Sistema sólidamente aterrizado.
- Pararrayos de Oxido de Zinc (ZnO).
- Tensión máxima de 24KV y 145 KV.

La tensión nominal de los pararrayos de ZnO,  $R$ , se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión Continua de Operación (COV):

$$COV_{145} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{145}{\sqrt{3}} = 83,71 \text{ KV}$$

$$COV_{24} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{24}{\sqrt{3}} = 13,85 \text{ KV}$$

- Sobretensión Temporal (TOV):

Como es un sistema sólidamente aterrizado,  $K_e=1.4$



$$TOV_{145} = K_e \times COV = 117,2 \text{ KV}$$

$$TOV_{24} = K_e \times COV = 19,4 \text{ KV}$$

La tensión nominal del pararrayos **R**, se elige seleccionando el mayor valor entre **R<sub>o</sub>** y **R<sub>e</sub>**.

$$R_{0,145} = \frac{COV_{145}}{K_0} = \frac{83,71}{0,8} = 104,6 \text{ KV}$$

$$R_{0,24} = \frac{COV_{24}}{K_0} = \frac{13,85}{0,8} = 17,31 \text{ KV}$$

Donde  $K_0$  es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este. Un valor de  $K_0$  normalmente encontrado es 0,8.

$$R_{s,145} = \frac{TOV_{145}}{K_t} = \frac{117,2}{1,10} = 106,5 \text{ KV}$$

$$R_{s,24} = \frac{TOV_{24}}{K_t} = \frac{19,4}{1,10} = 17,64 \text{ KV}$$

Donde  $K_t$  es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobre tensión.

Considerando un  $K_t = 1,10$  cuyo tiempo equivalente de duración de sobre tensión es de 10 s, resulta que:

El mayor entre **R<sub>o</sub>** y **R<sub>e</sub>**, es **R<sub>e</sub>** por lo consiguiente **R** es igual a:

$$R_{145} = R_e \times 1,05 = 106,5 \times 1,05 = 111,87 \text{ KV}$$

$$R_{24} = R_e \times 1,05 = 17,64 \times 1,05 = 18,52 \text{ KV}$$

Por lo tanto, tenemos los siguientes parámetros característicos:

**Tabla 28. Parámetros característicos del pararrayos en 145 KV**

COV (tensión continua de operación en KV)	83,71 KV
TOV (Sobre tensión temporal en KV)	117,2 KV
R (Tensión nominal del pararrayos en KV)	120 KV

**Tabla 29. Parámetros característicos del pararrayos en 24 KV**

COV (tensión continua de operación en KV)	13,85 KV
TOV (Sobre tensión temporal en KV)	19,4 KV
R (Tensión nominal del pararrayos en KV)	18 KV



### Nivel de protección para impulso tipo atmosférico (NPR o LIPL)

El NPR de un pararrayos ZnO es considerado, en términos generales y para efectos de coordinación de aislamiento como:

Tensión máxima residual a impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descarga 8/20 ms.

- 10 kA ( $U_m < 420 \text{KV}$ )
- 15 kA ( $420 \text{KV} < U_m < 550 \text{KV}$ )
- 20 kA ( $U_m > 550 \text{KV}$ )

### Nivel de protección para impulso de maniobra (NPM o SIPL)

El NPM para un pararrayos de ZnO se obtiene de la siguiente forma:

Al tratarse de un sistema en el que la tensión máxima de 145 KV está comprendida entre 145KV y 362KV, el impulso de corriente de maniobra se considerará de 1 KA.

**Tabla 30. Niveles de tensión de diseño de pararrayos en 145 KV**

Guaranteed protective characteristics												
Recomm. for system voltage	Rated voltage	Max cont. Operating voltage	MCOV as per ANSI tests	TOV capability for		Max residual voltage with current wave						
						Switching surges			8/20 us			
				1 sec.	10 sec.	1 kA	2 kA	3 kA	5 kA	10 kA	20 kA	40 kA
kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms	kVrms
EXLIM P-A and P-B												
123	90	72	72	104	99	175	182	186	196	207	226	249
	96	77	77	111	106	187	194	198	209	221	241	266
	108	78	84	125	119	210	217	223	235	249	271	299
	120	78	98	139	130	235	242	248	261	276	302	332
	132	78	106	153	145	257	266	272	288	304	332	365
145	138	78	111	160	152	269	278	285	301	318	347	381
	108	86	86	125	119	210	217	223	235	249	271	299
	120	92	98	139	130	235	242	248	261	276	302	332
	132	92	106	153	145	257	266	272	288	304	332	365
	138	92	111	160	152	269	278	285	301	318	347	381
170	144	92	115	167	158	280	290	297	314	332	362	398
	132	106	106	153	145	257	266	272	288	304	332	365
	144	108	115	167	158	280	290	297	314	332	362	398
	162	108	130	188	178	315	326	334	353	373	407	448
	168	108	131	195	185	327	338	346	366	387	422	464



Tabla 31. Niveles de tensión de diseño de pararrayos en 24 KV

TENSION ASIGNADA (kV)		13,2		24,9	34,5	
		Con neutro	Sin neutro	Con neutro	Con neutro	Sin neutro
Ur- Tensión nominal (Arrester rating) (kV)		10	15	18	27	36
Uc- Tensión máxima de servicio continuo (kV)		8,4	12,7	15,3	22,0	29,0
Tensión residual máxima con onda 8/20 $\mu$ s - 10 kA (kV)		$\leq 33$	$\leq 50$	$\leq 60$	$\leq 88$	$\leq 120$
Corriente nominal de descarga (Heavy Duty - kA)				10		
Sobretensión temporal máxima sin carga previa (kV)	1 s	13,4	20,3	24,5	35,2	46,4
	10 s	12,6	19,0	22,9	33,0	43,5
Sobretensión temporal máxima con carga previa (kV)	1 s	11,9	18,0	21,7	31,2	41,1
	10 s	11,3	17,0	20,5	29,5	38,9
Frecuencia nominal (Hz)		50				

Finalmente, la tensión nominal del pararrayos **R**, queda normalizada así:

$$R_{145} = 120 \text{ KV}$$

$$R_{24} = 18 \text{ KV}$$

De la Tabla 30 y la Tabla 31 podemos obtener a su vez los valores normalizados del Nivel de Protección para Impulso de Maniobra y el Nivel de Protección para Impulso tipo Atmosférico, los cuales se resumen en la Tabla 32 y Tabla 33:

Tabla 32. Niveles de protección del pararrayos normalizados en 145 KV

Valor normalizado R	120 KV
NPM (SIPL)	235 KV
NPR (LIPL)	276 KV

Tabla 33. Niveles de protección del pararrayos normalizados en 24 KV

Valor normalizado R	18 KV
NPM (SIPL)	24,5 KV
NPR (LIPL)	60 KV

En la Tabla 34 se presentan los resultados finales de los cálculos de las diferentes sobretensiones para las que el pararrayos ha sido dimensionado.



Tabla 34. Tensiones de diseño de los pararrayos

<u>Para 145 KV</u>	
COV (tensión continua de operación en KV)	83,71 KV
TOV (Sobre tensión temporal en KV)	117,2 KV
R (Tensión nominal del pararrayos en KV)	120 KV
NPM (SIPL)	235 KV
NPR (LIPL)	276 KV
<u>Para 24 KV</u>	
COV (tensión continua de operación en KV)	13,85 KV
TOV (Sobre tensión temporal en KV)	19,4 KV
R (Tensión nominal del pararrayos en KV)	18 KV
NPM (SIPL)	24,5 KV
NPR (LIPL)	60 KV

### 7.1.9 Dimensionado de la subestación

En el apartado 7.1.Coordinación de aislamiento, se ha realizado el estudio correspondiente para la determinación de las distancias mínimas de aislamiento, así como las distancias mínimas de seguridad en función a los niveles de tensión de trabajo de la Subestación.

El objetivo del presente apartado es el de posicionar todos los elementos de potencia de la subestación de acuerdo a unos niveles de aislamiento concretos que serán calculados a continuación y realizar una comparativa entre las distancias mínimas requeridas según el RLAT y los cálculos que se desarrollarán a continuación.

Los niveles de tensión determinan las necesidades de aislamiento que garantizan la operación fiable y segura para el personal y el equipo instalado en una subestación. Dicho aislamiento impone la especificación de materiales aislantes y de distancias entre los diferentes elementos de patio, de tal forma que los gradientes de tensión a los cuales están sometidos no rompan la rigidez dieléctrica del material aislante. Dicho de otro modo, los niveles de tensión y el material aislante determinan las distancias entre los diferentes elementos de patio de una subestación. A su vez, dichas distancias en conjunto con la potencia de trabajo determinan el tamaño de los equipos a utilizar.

En tal sentido, los principales factores a considerar en el dimensionado de una subestación son las distancias críticas fase - fase y fase - tierra que deben existir en la subestación



para garantizar un nivel de aislamiento adecuado y las distancias de seguridad requeridas para las labores de revisión y mantenimiento sin peligro alguno para el personal.

#### 7.1.10 *Cálculo de niveles de aislamiento*

Para el cálculo de los niveles de aislamiento pueden considerarse dos métodos diferentes: un método convencional, para tensiones inferiores a 300KV y un método estadístico para tensiones superiores a 300KV.

En el presente proyecto, el máximo nivel de tensión nominal es 145KV, por lo que se recurrirá al método convencional que a continuación se detalla.

##### *Definiciones previas:*

- **Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (BIL):** Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas.
- **Tensión soportada al impulso tipo maniobra (BSL):** Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.
- **Factor de seguridad:** Son las relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricos y las tensiones máximas encontradas.
- Se aplica un factor de seguridad ( $K_I$ ) para relacionar el NPR y el BIL. Este factor tiene un rango entre 1,2 y 1,4 siendo 1,25 un valor normalmente aplicado.
- Se aplica un factor de seguridad  $K_M$  para relacionar el NPM y el BSL. Donde  $K_M = 1.15$ .

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

Equipos sumergidos en aceite,  $K=0,83$

Equipos aislados al aire,  $K=0,6$  a  $0,75$ .

A continuación se describe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo, siendo válido para alturas inferiores a 1000 m sobre el nivel del mar, como es el caso del presente proyecto:





1. Obtener el NPR y el NPM del pararrayos.
2. Determinar el  $K_I$  y el  $K_M$  deseados.
3. Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico:  $BIL = K_I \times NPR$ .
4. Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración ( $BIL_N$ ).
5. Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra:  $BSL = K \times BIL_N$ .
6. Obtener la relación entre BSL y NPM:  $K_F = BSL / NPM$ .
7. El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a  $K_M$ :  $K_F > K_M$
8. Si no se cumple la anterior relación se debe incrementar el BIL encontrado en el paso 4 en un nivel superior y repetir, con este nuevo valor, los pasos 5 y 6. Este incremento del BIL se debe efectuar de modo iterativo hasta obtener el  $K_F > K_M$ .
9. Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL está directamente relacionado.

Para el caso de la Subestación de Valderredible, situada a una altura de 800 m sobre el nivel del mar, el procedimiento es el siguiente:

NPM del pararrayos = 235 KV

NPR del pararrayos = 276 KV

Factor de seguridad  $K_I = 1,25$  para sistemas mayores de 52 KV

Factor de seguridad  $K_M = 1,15$

Factor de seguridad  $K = 0,65$

$$BIL = K_I \times NPR = 1,25 \times 276KV = 345 KV$$

El BIL Normalizado de acuerdo a la Tabla 35 es **650 KV**.

**Tabla 35. Niveles de aislamiento normalizados por IEC**

TENSIONES NOMINALES DEL SISTEMA kV	TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO kV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO		NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA	
		AISLAMIENTO PLENO kV pico	AISLAMIENTO REDUCIDO kV pico	AISLAMIENTO PLENO kV ef.	AISLAMIENTO REDUCIDO kV ef.
88-94	100	450	380	185	150
110-115	123	550	450	230	185
132-138	145	650	550	275	230
			450		185



$$BSL = K \times BIL_N = 0,65 \times 650KV = 422,5KV$$

$$K_F = \frac{BSL}{NPM} = \frac{422,5KV}{235KV} = 1,79$$

Dicho coeficiente,  $K_F$  es superior a  $K_M$  por lo que el BIL seleccionado será:

$$\mathbf{BIL = 650 KV}$$

El BIL para el nivel de tensión de 24 KV, según el Reglamento de Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación es, según Tabla 36:

**Tabla 36. Nivel de aislamiento en 20 KV**

TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL. (Um)	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL A LOS IMPULSOS TIPO RAYO.	TENSIÓN SOPORTADA NOMINAL DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL.
kV eficaces	<div>Lista 1    Lista 2</div> <div>kV cresta</div>	kV eficaces
24	95 <span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">125</span>	50

#### 7.1.11 *Determinación de distancias dieléctricas en la Subestación*

Para la determinación de dichas distancias, previamente se van a definir algunos términos cuyo conocimiento es necesario para la realización del cálculo dieléctrico:

- **Tensión crítica de flameo (TCF):** Es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

$$TCF_{normal,145} = \frac{BIL}{0,961} = \frac{650}{0,961} = 676,4 KV$$

$$TCF_{normal,24} = \frac{BIL}{0,961} = \frac{125}{0,961} = 130,1 KV$$

- **Distancia de fase – tierra (m) :**

$$d_{minF-T,145} = 1,04(K_{atm})^{-n} \times \frac{BIL}{Es} = 1,04(0,893)^{-0,9} \times \frac{650 KV}{550 \frac{KV}{m}} = 1,36 m$$

$$d_{minF-T,24} = 1,04(K_{atm})^{-n} \times \frac{BIL}{Es} = 1,04(0,893)^{-0,9} \times \frac{125 KV}{550 \frac{KV}{m}} = 0,26 m$$



- **Distancia de fase – fase (m):** Para los barrajes flexibles hay que tomar los desplazamientos debidos al viento o a los sismos. Para ello las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1,8 a 2 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación, para los niveles de tensión nominal  $U_N = 132 \text{ KV}$  y  $U_N = 20 \text{ KV}$ .

Para el diseño de la subestación, la distancia mínima fase – fase será:

$$d_{\min F-F,132} = d_{\min F-T} \times 2 = 2,72 \text{ m}$$

$$d_{\min F-F,20} = d_{\min F-T} \times 2 = 0,52 \text{ m}$$

- **Distancia mínima de seguridad:** Se entiende como distancia mínima de seguridad aquellos espacios que se deben conservar en las subestaciones para que el personal pueda circular y efectuar maniobras sin que exista riesgo para sus vidas. Las distancias de seguridad a través del aire están compuestas por dos términos: el primero es la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona. El segundo término se suma al anterior y dependen de la talla media de los operadores.

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$D = d + 0,9$$

$$H = d + 2,25$$

- D, es la distancia horizontal en metros que se debe respetar en todas las zonas de circulación.
- H, es la distancia vertical en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación. Nunca debe ser menor de 3 metros.
- d, es la distancia mínima de fase a tierra correspondiente al BIL de la zona.

De acuerdo al BIL calculado en el presente proyecto, la  $d = 1,36 \text{ m}$  y  $d = 0,26 \text{ m}$  para 132 KV y 20 KV respectivamente, por lo que D y H resultarán:

$$D_{132} = 1,36 + 0,9 = 2,26 \text{ m}$$

$$H_{132} = 1,36 + 2,25 = 3,61 \text{ m}$$

$$D_{20} = 0,26 + 0,9 = 1,16 \text{ m}$$

$$H_{20} = 0,26 + 2,25 = 2,51 \text{ m}$$



- **Distancia mínima para vehículos:**

$$D_{132} = (d_{132} + 0,7) + 0,9 = 2,96 \text{ m}$$

$$H_{132} = (d_{132} + 0,7) + 2,25 = 4,31 \text{ m}$$

$$D_{20} = (d_{20} + 0,7) + 0,9 = 1,86 \text{ m}$$

$$H_{20} = (d_{20} + 0,7) + 2,25 = 3,21 \text{ m}$$

- **Distancia mínima para áreas de trabajo:**

$$H_{132} = (d_{132} + 1,25) + 2,25 = 5,36 \text{ m}$$

$$D_{20} = (d_{20} + 1,75) + 0,9 = 2,91 \text{ m}$$

$$H_{20} = (d_{20} + 1,25) + 2,25 = 4,26 \text{ m}$$

#### 7.1.12 *Distancias de diseño de la subestación*

El objetivo del presente apartado es el de dimensionar las distancias entre partes vivas requeridas en una instalación convencional mediante el cálculo de las distancias dieléctricas entre las partes vivas del equipo y entre estas y las estructuras, muros, rejillas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden:

1. Distancia entre fases.
2. Distancia entre fase y tierra.
3. Distancia de seguridad.
4. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo.
5. Altura de las barras colectoras sobre el suelo.
6. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación.

Habiendo sido determinados los tres primeros puntos en el apartado 7.1.11, se calcularán a continuación los tres restantes:

- **Altura de los equipos sobre el nivel del suelo ( $h_s$ ):**

Considerada esta altura también como el primer nivel de altura de barras.

La altura mínima de los equipos nunca será inferior a 3m si no se encuentran aisladas con barreras de protección. La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no será inferior a 2,25 m.



Por lo tanto, la altura mínima de las partes vivas de cualquier equipo resulta de la expresión:

$$h_{s,145} = 2,30 + 0,0105 \times U_m = 2,30 + 0,0105 \times 145 \text{ KV} = 3,82 \text{ m}$$

$$h_{s,24} = 2,30 + 0,0105 \times U_m = 2,30 + 0,0105 \times 24 \text{ KV} = 2,55 \text{ m}$$

Donde  $U_m$  es la tensión máxima de diseño del equipo.

- **Altura de las barras colectoras sobre el nivel del suelo ( $h_e$ ):**

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar una persona por debajo de las barras, esta reciba la sensación del campo eléctrico. La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras ( $h_e$ ) considerando la sensación de campo eléctrico es la siguiente:

$$h_{e,145} = 5,0 + 0,0125 \times U_m = 5,0 + 0,0125 \times 145 \text{ KV} = 6,81 \text{ m}$$

$$h_{e,24} = 5,0 + 0,0125 \times U_m = 5,0 + 0,0125 \times 24 \text{ KV} = 5,30 \text{ m}$$

- **Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación:**

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación no deben rematar a una altura  $h_l$  inferior a 6 m. Dicha altura se puede obtener de la relación:

$$h_l = 5,0 + 0,006 \times U_m$$

$$h_{l,145} = 5,0 + 0,006 \times 145 \text{ KV} = 5,87 \text{ m} = 6 \text{ m}$$

$$h_{l,24} = 5,0 + 0,006 \times 24 \text{ KV} = 5,14 \text{ m} = 6 \text{ m}$$

### 7.1.13 Distancias críticas considerando el balanceo de cadenas de aisladores

Todo elemento en suspensión es susceptible de oscilaciones, y es por ello por lo que si queremos maximizar los niveles de seguridad en la subestación hemos de tener en cuenta esta posibilidad. Para incrementar la seguridad, hemos de considerar una separación adicional en las distancias críticas eléctricas de tal forma que se tenga en cuenta el acercamiento producido por este efecto.

La siguiente expresión determina la oscilación máxima de la cadena de aisladores:

$$S = L_k \times \text{sen } q$$

Donde:

S, es la separación producida por el balanceo de la cadena de aisladores, expresada en metros.

L, es igual a la longitud de la cadena de aisladores, expresada en metros.

q, es el ángulo de balanceo máximo que puede llegar a ser de  $10^\circ$

$$L_k = 14,6(N - 1) + K_f$$



Donde:

$$N = 1,15 \left( \frac{D_f}{d_f} \right)$$

$$D_f = K_f (U_m \times K_d)$$

- Para 145 KV:

$$D_f = 16 \frac{mm}{KV} \times U_m = 16 \times 145 = 2320 mm = 2,32 m$$

$$N = 1,15 \times \frac{2320 mm}{292 mm} = 9,13 \approx 9 \text{ aisladores por cadena}$$

$$L_K = 14,6(9 - 1) + 16 = 1328 mm = 1,328 m$$

$$S = L_K \times \text{sen} q = 1,328 \times \text{sen} 10^\circ = 0,23 m$$

- Para 24 KV:

$$D_f = 16 \frac{mm}{KV} \times U_m = 16 \times 24 = 384 mm = 0,384 m$$

$$N = 1,15 \times \frac{384 mm}{292 mm} = 1,51 \approx 2 \text{ aisladores por cadena}$$

$$L_K = 14,6(2 - 1) + 16 = 306 mm = 0,306 m$$

$$S = L_K \times \text{sen} q = 0,306 \times \text{sen} 10^\circ = 0,0531 m$$

## 7.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 7.2.1 Cálculos en p.u. de los parámetros eléctricos

#### Datos básicos de partida

$$P_{NG} = 2 MW$$

$$U_{NG} = 690 V$$

$$\cos \varphi_N \approx 0,8$$

$$S_N = \sqrt{3} * V_N * I_N = 2,5 MVA$$

$P_{NG} \rightarrow$  Potencia nominal de cada generador eólico.

$U_{NG} \rightarrow$  Tensión nominal del generador eólico.

$\cos \varphi_N \rightarrow$  Factor de potencia nominal del generador eólico.

### 7.2.1.1 Cálculo de las impedancias de cortocircuito fundamentales:

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se considerarán valores medios aproximados de reactancias y resistencias obtenidas a partir del libro “Instalaciones Eléctricas”, del autor Günter G. Seip, basado en las directrices VDE 0102 partes 1 y 2 [6].

- Determinación de la reactancia del generador asíncrono:

Para determinar la impedancia del generador asíncrono, se ha partido de su circuito equivalente y de los datos de un generador de características semejantes a los generadores del parque eólico de 2MW:

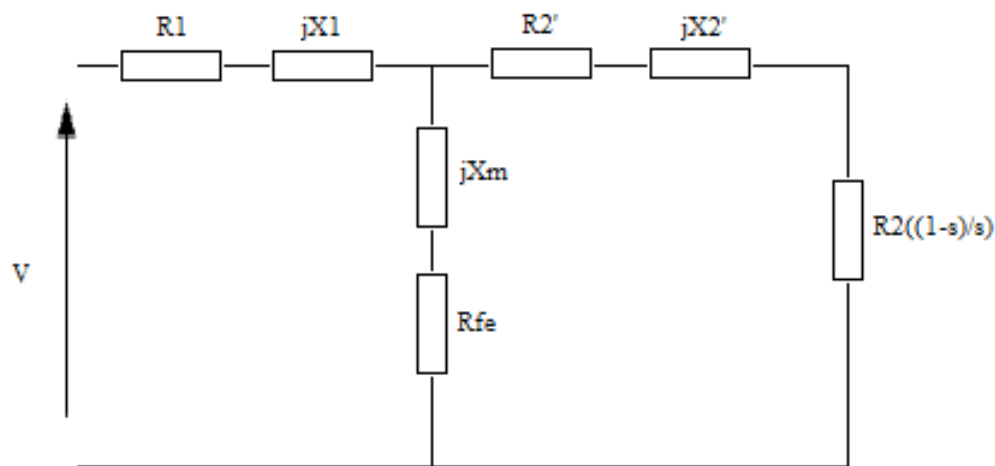


Figura 21. Circuito equivalente del generador asíncrono

Tabla 37. Datos característicos del generador asíncrono

DATOS CARACTERISTICOS DEL GENERADOR ASÍNCRONO	
Resistencia de Estator ( $R_1$ )	0,00259 $\Omega$
Reactancia de Dispersión de Estator ( $X_1$ )	0,002183 $\Omega$
Resistencia de Rotor referida al Estator ( $R_2'$ )	0,00242 $\Omega$
Reactancia de Dispersión de Rotor ( $X_2'$ )	0,02957 $\Omega$
Reactancia Mutua ( $X_m'$ )	1,15 $\Omega$
Resistencia de Pérdidas de hierro ( $R_{fe}$ )	0,057 $\Omega$
Tensión	690 V
Frecuencia	50 Hz



$$X' = X_s - \frac{X_m^2}{X_R} = 1,17 - \frac{1,15^2}{1,152} = 0,022 \, \Omega$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{690^2}{2,5 \times 10^6} = 0,190 \, \Omega$$

NOTA: para los cálculos de cortocircuito, serán despreciadas las resistencias de cortocircuito de los generadores, transformadores y líneas, ya que estas son muy inferiores a las reactancias de cortocircuito, aproximadamente el 7% de estas.

- Determinación de la reactancia y resistencia del transformador elevador 0,69/20 KV del generador asíncrono:

Las siguientes ecuaciones, representan las impedancias de servicio simétrico del transformador elevador.

$$X_T = \frac{u_x * U_{NT}^2}{100\% * S_{NT}} \Omega / fase$$

$$R_T = \frac{u_r * U_{NT}^2}{100\% * S_{NT}} \Omega / fase$$

Para determinar las impedancias homopolares, se usarán las siguientes relaciones:

$$R_{OT} = R_T$$

$$X_{OT} = 0,85 * X_T$$

Estimaciones:

$$u_r = 1,1\%$$

$$u_z = 6\%$$

$$u_x = \sqrt{u_z^2 - u_r^2} = 5,89\%$$

$u_r \rightarrow$  Resistencia de cortocircuito porcentual

$u_x \rightarrow$  Reactancia de cortocircuito porcentual

$u_z \rightarrow$  Impedancia de cortocircuito porcentual

A partir de estas consideraciones, obtenemos los valores de R y X vistas desde el primario del transformador:

$$R_T = \frac{1,1\% * 0,69^2}{100\% * 2,5} = 0,0021 \, \Omega / fase$$

$$X_T = \frac{5,89\% * 0,69^2}{100\% * 2,5} = 0,0112 \, \Omega / fase$$





Tabla 38. Impedancias de secuencia del transformador elevador

Impedancias de secuencia del Transformador Elevador ( $\Omega$ /fase)		
R1	R2	R0
0,0021	0,0021	0,0021
X1	X2	X0
0,0112	0,0112	0,00952

- Determinación de la reactancia y resistencia del transformador de potencia de la subestación:

La Tabla 39 muestra valores aproximados de las caídas de tensión porcentuales en los transformadores de potencia [7]:

Tabla 39. Impedancia de cortocircuito del transformador de potencia

	Xcc %	Rcc %	Xcc /Rcc
Transformadores desde 1000KVA	5– 13	0,4 – 1,3	3 - 30

Por tratarse de un transformador cuya potencia nominal a transportar es de 14 MW, pero previniendo posibles ampliaciones futuras del parque eólico estimaremos esta última en 20 MW, con un  $\cos\varphi = 0,8$

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} \rightarrow S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{20000 \text{ KW}}{0,8} = 25000 \text{ KVA}$$

$$X_{cc} \approx 8\%$$

$$R_{cc} \approx 0,9 \%$$

Por lo tanto, su impedancia vista desde el primario será:

$$R_T = \frac{0,9\% * 20^2}{100\% * 25} = 0,144 \Omega/\text{fase}$$

$$X_T = \frac{8\% * 20^2}{100\% * 25} = 1,28 \Omega/\text{fase}$$

$$R_{OT} = R_T$$

$$X_{OT} = 0,85 * X_T$$

Tabla 40. Impedancias de secuencia del transformador de potencia

Impedancias de secuencia del Transformador de Potencia ( $\Omega$ /fase)		
R1	R2	R0
0,144	0,144	0,144
X1	X2	X0
1,28	1,28	1,088

- Determinación de la resistencia y reactancia de las líneas subterráneas:

$$ZL1 = (0,105 + j0,09) \frac{\Omega}{Km} \times 4,474 Km = 0,469 + j0,403 \Omega$$

$$ZL2 = (0,105 + j0,09) \frac{\Omega}{Km} \times 2,187 Km = 0,229 + j0,197 \Omega$$

### 7.2.1.2 Cálculo de las impedancias de cortocircuito en p.u.

Partiendo del esquema eléctrico unifilar simplificado del Parque Eólico y la Subestación elevadora que se detalla en la Figura 22, obtenemos un esquema reducido que es dividido en tres secciones (A, B, C), determinadas por la presencia de los transformadores, que se utilizará para determinar a partir de cada parámetro base, los valores en p.u. de todas las impedancias:

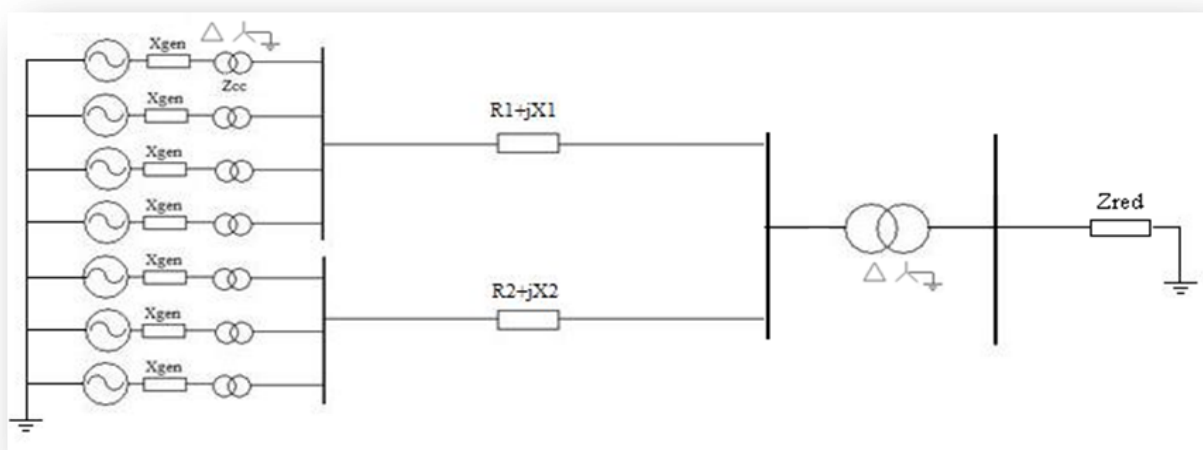


Figura 22. Esquema unifilar simplificado

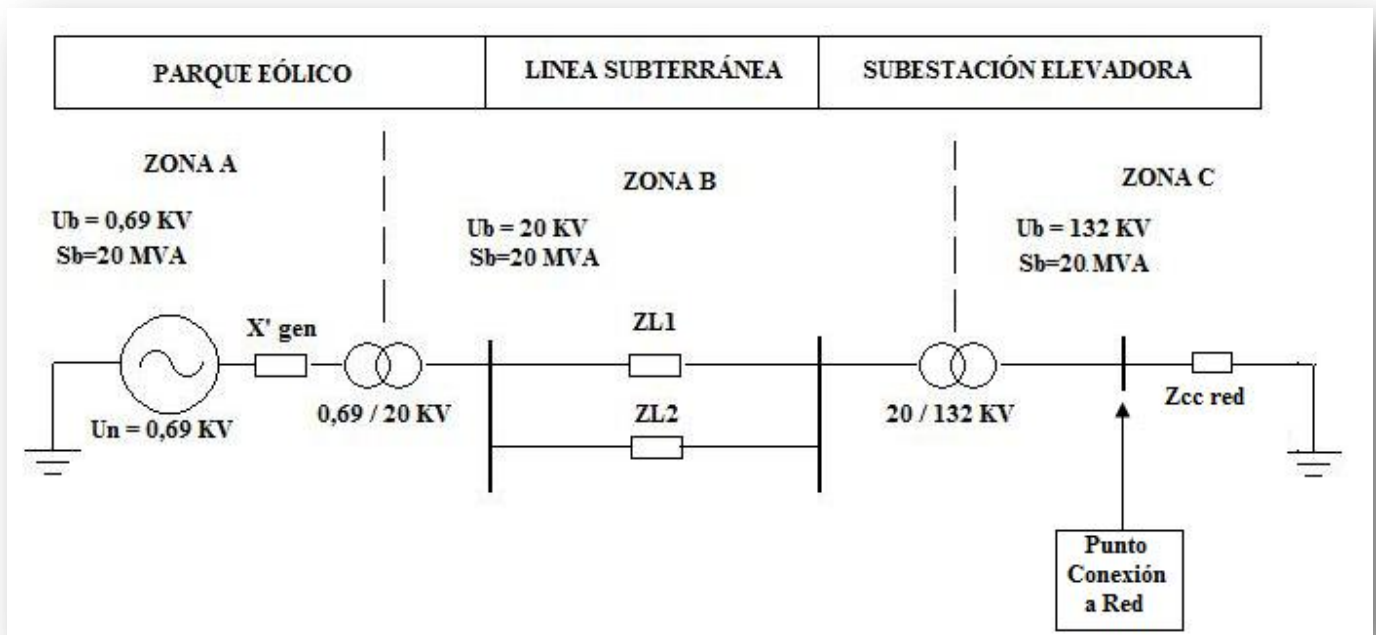


Figura 23. Esquema básico p.u.

Se ha establecido una Potencia Base para el sistema de  $S_b = 20\text{MVA}$  y una tensión base,  $U_b = 20\text{KV}$  para la ZONA B.

NOTA: Los cálculos realizados a continuación están basados en las directrices de la bibliografía “Sistemas de Energía Eléctrica” [8].

#### ❖ ZONA A:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B} = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 690} = 16734,8 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{690^2}{20 \times 10^6} = 0,0238 \Omega$$

➤ Reactancia del Generador en p.u.:

$$X'_{cc \text{ pu}} = \frac{0,022}{0,190} = 0,116 \text{ pu}$$

Dicho valor de reactancia en p.u. está referida a  $S_b = 2,5\text{MVA}$  del generador asíncrono, por lo que tendremos que referirla a la base general del sistema  $S_b = 20\text{MVA}$  mediante la siguiente expresión:



$$X_{cc\ pu} = X_{cc} \times \frac{S_B}{S_N} \times \left(\frac{U_N}{U_b}\right)^2$$

$$X_{cc\ pu} = 0,116 \times \frac{20}{2,5} \times \left(\frac{690}{690}\right)^2 = 0,928\ pu$$

Donde:

$S_B \rightarrow$  Potencia base del sistema.

$S_N \rightarrow$  Potencia nominal de la máquina.

Para el cálculo de la reactancia homopolar del generador asíncrono, consideraremos esta como el 20% de la de secuencia directa:

$$X_{g,cc,pu1} = j\ 0,928\ pu$$

$$X_{g,cc,pu2} = j\ 0,928\ pu$$

$$X_{g,cc,pu0} = j\ 0,185\ pu$$

- Impedancia del transformador elevador 0,69 /20 KV en p.u. :

$$R_T = 0,0021\ \Omega$$

$$X_T = 0,0112\ \Omega$$

Dichas impedancias están referidas a la base del propio transformador, cuyo valor es:

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{690^2}{2,5 \times 10^6} = 0,190\ \Omega$$

Por lo que la impedancia unitaria resulta:

$$Z_{pu} = \frac{0,0021 + j0,0112}{0,190} = 0,011 + j0,0589\ p.u.$$

Finalmente, la referimos a la base del sistema  $S_b = 20\ MVA$ :

$$R_{cc\ pu} = 0,011 \times \frac{20}{2,5} \times \left(\frac{690}{690}\right)^2 = 0,088\ pu$$

$$X_{cc\ pu} = 0,0589 \times \frac{20}{2,5} \times \left(\frac{690}{690}\right)^2 = j0,471\ pu$$

$$Z_{ts,cc,1} = 0,088 + j0,471\ p.u.$$



$$Z_{ts,cc,2} = 0,088 + j0,471 \text{ p. u.}$$

$$Z_{ts,cc,0} = 0,088 + j0,400 \text{ p. u.}$$

❖ ZONA B:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B} = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20000} = 577,35 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{20000^2}{20 \times 10^6} = 20 \Omega$$

➤ Impedancia de línea subterránea en p.u.:

$$Z_{L1} = 0,469 + j0,403 \Omega$$

$$Z_{L2} = 0,229 + j0,197 \Omega$$

$$Z_{L1 pu} = \frac{0,469 + j0,403}{20} = 0,0234 + j0,02015 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L2 pu} = \frac{0,229 + j0,197}{20} = 0,0114 + j0,0098 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L1 pu,1} = 0,0234 + j0,02015 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L1 pu,2} = 0,0234 + j0,02015 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L1 pu,0} = 0,0234 + j0,02821 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L2 pu,1} = 0,0114 + j0,0098 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L2 pu,2} = 0,0114 + j0,0098 \text{ p. u.}$$

$$Z_{L2 pu,0} = 0,0114 + j0,0126 \text{ p. u.}$$

NOTA: para el cálculo de las impedancias homopolares de las líneas, se ha supuesto que

$$Z_o = 1,4 Z_1$$

❖ ZONA C:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \times U_B} = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3} = 87,48 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{(132 \times 10^3)^2}{20 \times 10^6} = 871,2 \Omega$$



- Impedancia del transformador de potencia en p.u. :

$$R_T = 0,144 \Omega$$

$$X_T = 1,28 \Omega$$

$$Z_{Btrafo} = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{20000^2}{25 \times 10^6} = 16 \Omega$$

$$Z_{pu trafo} = \frac{0,144 + j1,28}{16} = 0,009 + j0,08 \text{ p.u.}$$

Hemos de referir dicha impedancia a la base establecida  $S_b = 20 \text{ MVA}$ :

$$R_{cc pu} = 0,009 \times \frac{20}{25} \times \left(\frac{20}{20}\right)^2 = 0,0072 \text{ pu}$$

$$X_{cc pu} = 0,08 \times \frac{20}{25} \times \left(\frac{20}{20}\right)^2 = j0,064 \text{ pu}$$

$$Z_{tp,cc,pu,1} = 0,0072 + j0,064 \text{ p.u.}$$

$$Z_{tp,cc,pu,2} = 0,0072 + j0,064 \text{ p.u.}$$

$$Z_{tp,cc,pu,0} = 0,0072 + j0,0544 \text{ p.u.}$$

- Impedancia de cortocircuito de la Red:

Para realizar este cálculo, al carecer de información suficiente sobre el punto de conexión de la subestación a la red, la potencia de cortocircuito mínima de la Red se considerará 20 veces la potencia nominal del Parque Eólico:

$$S_{cc red} = 20 \times 14 \text{ MW} = 280 \text{ MVA}$$

Dicha potencia de cortocircuito referida a la base de nuestro sistema en p.u. es:

$$S_{cc pu} = \frac{280}{20} = 14 \text{ p.u.}$$

De este valor, podemos extraer la impedancia de cortocircuito de la Red:

$$Z_{cc red} = \frac{U_{132,pu}^2}{S_{cc,pu}} = \frac{(1)^2}{14} = 0,071 \text{ p.u.}$$

A partir de este dato, tenemos los siguientes valores de impedancias de secuencia de Red:

$$Z_{cc,red 1} = j0,071 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cc,red 2} = j0,071 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cc,red 0} = 2 \times Z_{cc,red 1} = j0,142 \text{ p.u.}$$

NOTA: El valor de la impedancia homopolar es facilitado por la compañía suministradora y vale el doble del valor de la impedancia directa [13].



Una vez determinados los valores de impedancia en p.u., se podrán estimar los valores de cortocircuito más acusados para poder dimensionar los elementos de protección y de potencia de la subestación.

### 7.2.2 Dimensionado Línea Subterránea

Previamente a la realización de los cálculos, han de establecerse las características básicas de la línea subterránea que interconecta el Parque Eólico con la Subestación Eléctrica Elevadora.

**Tabla 41. Tensiones nominales normalizadas**

TENSIÓN NOMINAL DE LA RED (Un) KV	TENSION MAS ELEVADA DE LA RED (Us)
20*	24
132	145

\* Tensiones de uso preferente en redes eléctricas de transporte y distribución

Categoría de la línea subterránea:

De acuerdo a lo establecido en el RLAT, la correspondiente línea será clasificada como:

**CATEGORÍA A:** los defectos a tierra se eliminan tan rápidamente como sea posible y en cualquier caso antes de 1 minuto.

Se considera dicha línea de Categoría A ya que un cortocircuito en la misma, supondría un desequilibrio en los generadores eólicos y esto haría peligrar a la instalación por esfuerzos electrodinámicos en los rotores y térmicos para el aislamiento de todos y cada uno de los elementos de la instalación. A pesar de que un cortocircuito en un generador asíncrono es de menores dimensiones con respecto a un generador síncrono, debido a que carece de devanado de excitación y su corriente permanente de cortocircuito es cero, ha de evitarse a toda costa un tiempo prolongado de cortocircuito.

De acuerdo al tipo de categoría, el RLAT especifica unos niveles de tensión de aislamiento de los cables y sus accesorios:

**Tabla 42. Niveles de aislamiento nominales**

Tensión nominal de la red Un, KV	Tensión más elevada de la red Us, KV	Categoría de la red	Características mínimas del cable y accesorios, KV	
			Us/U	Up
20	24	A	12/20	125



El nivel de aislamiento a impulsos tipo rayo se determinará conforme a los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la norma UNE-EN 60071-1

### 7.2.2.1 Cálculo de la sección mínima del conductor

Para la realización de los cálculos eléctricos ha de considerarse la potencia nominal total generada en el parque eólico de acuerdo con los siguientes datos:

Nº de Generadores: 7

Potencia Nominal de cada Generador: 2 MW

Tipo de Generador: V90 Asíncrono

Longitud de la línea subterránea: dos líneas paralelas de 4,474 km y 2,187 Km

$$P_T = 7 \times 2 = 14 \text{ MW}$$

Es decir, el objetivo es dimensionar los conductores eléctricos que canalizarán los flujos de potencia hasta la subestación.

De acuerdo a las especificaciones iniciales del esquema general de interconexión, son 2 circuitos eléctricos de 4,474 km y 2,187 km los que conducirán la energía desde los generadores hasta la subestación.

De acuerdo a estos datos se determinará la sección de dichos circuitos en base a los siguientes criterios, según la norma UNE21144:

- Intensidad máxima admisible.
- Caída de Tensión.
- Intensidad de cortocircuito

#### 7.2.2.1.1 Intensidad Máxima Admisible

La determinación de la capacidad de conducción de corriente de un conductor es un problema de transferencia de energía en forma de calor. El efecto Joule y las corrientes parásitas circulantes por la armadura del conductor son uno de los principales fenómenos que ocasionan pérdidas energéticas.

$$P = \sqrt{3}VI\cos\phi$$

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\phi} = \frac{8 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3 \times 0,9} = 256,6 \text{ A}$$

La Intensidad Máxima Admisible vendrá determinada tras aplicar una serie de factores de corrección (fc) presentes en el catálogo del fabricante de contutores Eprotenax Compact, los cuales





están en correspondencia con la norma Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (R.D. 223/2008) :

- Características de la Instalación:
  - Subterránea
  - Nivel de enterramiento = 1m
  - Temperatura del terreno = 25 °C
  - Resistividad del terreno = 1,5 K\*m/W
  - Profundidad de la instalación = 1m
  - Conductor Tripolar enterrado bajo tubo.

$$I_n = 256,6 \text{ A} \rightarrow I_{\text{corregida}} = \frac{I_n}{f_{c1} * f_{c2} * \dots * f_{c_n}}$$

Factores de corrección:

- Por temperatura  $f_{ct} = 1$
- Por enterramiento en tubo  $\rightarrow f_c = 0,8$
- Por resistividad térmica del terreno (1,5 K\*m/W)  $\rightarrow f_{cr} = 1$
- Profundidad de instalación ( 1m )  $\rightarrow f_{cp} = 1$
- Distancia entre conductores (tripolares  $\rightarrow D=0,2 \text{ m}$ )  $\rightarrow f_c \text{ proximidad} = 0,83$

$$I_{\text{corregida}} = \frac{256,6}{1 \times 0,8 \times 1 \times 1 \times 0,83} = 386,44 \text{ A}$$

Este valor de amperaje supone una sección por criterio térmico de  $\rightarrow \underline{S = 240 \text{ mm}^2}$

#### 7.2.2.1.2 Criterio de Caída de Tensión

La caída de tensión a lo largo de los 2 circuitos que interconectan las turbinas eólicas con la subestación, según lo establecido por el RLAT, no será superior al 5%.

Tabla 43. Resistencia máxima a 50 Hz y 105 °C

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω/km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
240	0.104	0.170	0.105	0.173



Tabla 44. Reactancia a 50 Hz

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Reactancia X en $\Omega/\text{km}$ por fase Tensión nominal del cable		
	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
185	0.093	0.097	0.101
240	0.090	0.093	0.097

Suma paralela de las impedancias de ambos circuitos:

$$Z_{L1} = (0,105 + j0,09) \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 4,474 \text{ Km} = 0,469 + j0,403 \Omega$$

$$Z_{L2} = (0,105 + j0,09) \frac{\Omega}{\text{Km}} \times 2,187 \text{ Km} = 0,229 + j0,197 \Omega$$

$$Z_{\text{paralelo}} = (0,469 + j0,403) // (0,229 + j0,197) = 0,154 + j0,132 \Omega$$

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{máx}} (R \cos \phi + X \sin \phi) = \sqrt{3} \times 386,44 \times (0,154 \times 0,8 + 0,132 \times 0,6) = 135,47 \text{ V}$$

Que es un 0,68 % de la tensión nominal. Por lo tanto, se cumple el criterio de Caída de Tensión para dicha sección de conductor.

#### 7.2.2.1.3 Intensidad de Cortocircuito

Dicho criterio nos permite comprobar para la corriente de cortocircuito trifásica máxima, el tiempo que el conductor seleccionado soportará la corriente correspondiente:

$$I \times \sqrt{t} = K \times S$$

Donde:

$K = 142 \text{ (Cu)}$  → Dicha constante depende de la naturaleza del conductor.

$t$  → tiempo de cortocircuito en segundos

$I$  → intensidad de cortocircuito.

Partiendo del esquema eléctrico unifilar que a continuación se plantea, el cortocircuito más acusado para la línea subterránea será:

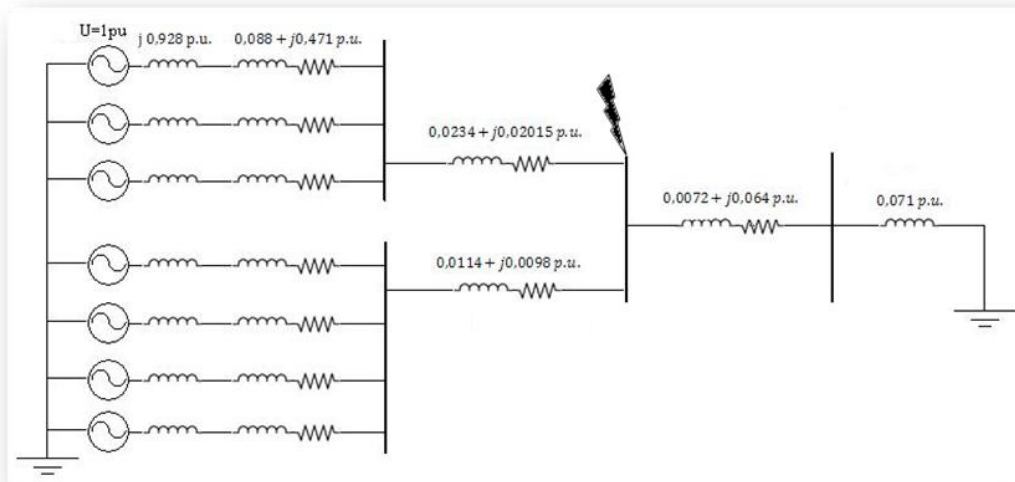


Figura 24. Cortocircuito en barra A

NOTA: para el cálculo de la impedancia de Thévenin, se desprecian los valores resistivos de las impedancias del circuito; se considera para dicho cálculo un cortocircuito trifásico, ya que este es el de mayor orden y para el que ha de dimensionarse nuestro conductor.

$$Z_{th,pu} = j0,147 pu$$

$$Z_{th,pu} = \frac{U_{pu}^2}{S_{cc,pu}}$$

$$S_{cc,pu} = \frac{U_{pu}^2}{Z_{th,pu}} = 6,803 p.u.$$

$$S_{cc} = S_B \times S_{cc,pu} = 136,054 MVA$$

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_N} = 3927,54 A$$

O bien, podemos calcular la impedancia total en ohmios, y realizar el cálculo como a continuación se plantea, llegando a la misma solución:

$$I_{cc} = \frac{V_{fase}}{Z_{th}} = \frac{\frac{20000}{\sqrt{3}} V}{0,147 \times 20} = \frac{11547}{2,94} = 3927,54 A$$

Donde el valor 20  $\Omega$ , es la impedancia base de la ZONA B.

$$\text{Sustituyendo datos} \rightarrow t = \left( \frac{K \times S}{I} \right)^2 = \left( \frac{142 \times 240}{3927,54} \right)^2 = 75,3 s$$



Es decir, que dicho conductor, es capaz de soportar ese nivel de cortocircuito durante un tiempo de 75,3 s (para  $S = 240 \text{ mm}^2$ ) y deberá disponer de una protección capaz de despejar dicha falta en un tiempo inferior.

La ecuación empleada, está basada en las intensidades térmicamente admisibles en cortocircuito para conductores de cobre según normas IEC 60949 y UNE21192.

Para determinar qué modelo de pantalla requiere nuestra instalación hemos de estimar la magnitud de un cortocircuito entre fases y la pantalla, la cual va conectada a tierra.

Como se trata de un conductor tripolar, la corriente de cortocircuito calculada en el apartado anterior, se dividirá por tres, ya que esta se bifurcará por las tres pantallas del conductor en caso de cortocircuito.

$$I_{cc, fase} = \frac{3927,54}{3} = 1309,18 \text{ A}$$

Para este nivel de cortocircuito, cualquiera de las secciones que el fabricante Eprotenax Compact ofrece sería válida, por lo que emplearemos la sección mínima para incurrir en el mínimo coste posible.

**Tabla 45. Dimensiones conductor subterráneo**

Sección mm <sup>2</sup>	d Cuerda mm	d' Semic. int. mm	D bajo aislamiento (unipolar y tripolar)				
			1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV
Conductor de Cu							
240	18,7	20,1	22,7	25,3	26,9	26,5	28,7

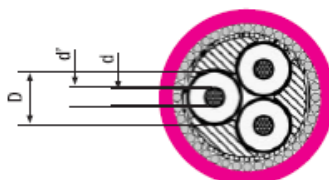
**Tabla 46. Intensidad de cortocircuito admisible en pantallas de cobre**

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Los datos relacionados en esta tabla han sido calculados de acuerdo con la norma IEC 60949.

Seleccionaremos una sección de pantalla  $S = 10 \text{ mm}^2$ , cuyo cortocircuito tendrá que ser despejado en un tiempo inferior o igual a 3 s.

Por lo tanto, el conductor subterráneo que enlaza el Parque de Generación Eólico con la subestación posee las siguientes características, Tabla 47:



**Tabla 47. Características conductor subterráneo**

Características principales del conductor subterráneo			
Sección nominal (mm <sup>2</sup> )	Sección de pantalla (mm <sup>2</sup> )	Resistencia(105 °C)	Reactancia (50Hz)
240	10	0,105	0,09

### 7.3 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de las corrientes de cortocircuito juega un papel fundamental a la hora de dimensionar adecuadamente el conjunto de la instalación.

Del máximo nivel de  $I_{CC}$  que puede presentarse en la instalación dependerá tanto el tipo de conductor que se emplee para la misma así como el dimensionado adecuado de las protecciones para liberar adecuadamente las faltas sin que estas sufran un deterioro prematuro.

El punto en el que se establezca el cortocircuito se verá sometido tanto a solicitaciones dinámicas como térmicas.

Al tratarse de un sistema trifásico, son las corrientes de cortocircuito trifásicas las que, normalmente, cobran más relevancia por el orden de magnitud que alcanzan.

También es verdad que estas corrientes son las que con menor probabilidad se producen, siendo los cortocircuitos monofásicos los que con mayor frecuencia ocurren.

La característica fundamental de los cortocircuitos trifásicos es el carácter simétrico de sus tensiones y corrientes de post falla, mientras que los restantes cortocircuitos (monofásicos, bifásicos, etc.) producen desequilibrios en la red y para su cálculo, hemos de recurrir al método de las componentes simétricas o redes de secuencia [10][6]:

A continuación se enumeran los cortocircuitos que serán evaluados en el presente proyecto:

- Cortocircuito Trifásico.
- Cortocircuito monofásico a tierra.
- Cortocircuito bifásico a Tierra.
- Cortocircuito bifásico.

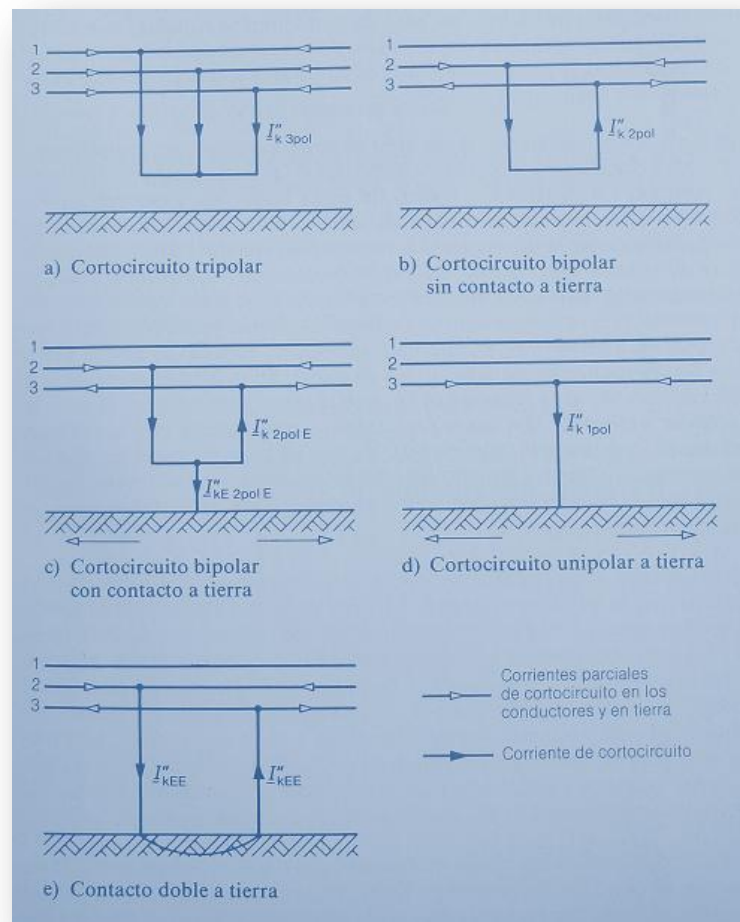


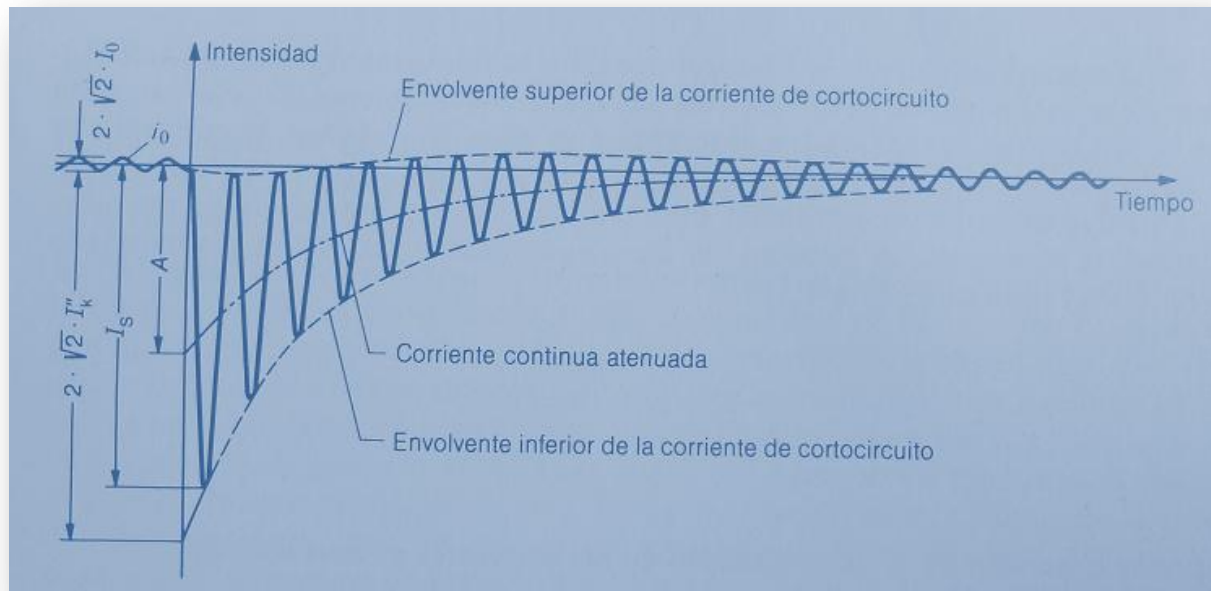
Figura 25. Tipos de cortocircuitos

Debido a que la subestación está relativamente próxima al parque de generación eólico, hemos de considerar las reactancias propias de los generadores y cómo estas repercuten en las corrientes de cortocircuito en la instalación.

Como se trata de generadores asíncronos, podemos estimar que la corriente de cortocircuito transitoria es 6 veces la de régimen permanente, es decir, que su reactancia de cortocircuito en el transitorio es 6 veces menor que en régimen permanente.

$$X_d'' = \frac{1}{6} \times X_d$$

En la Figura 26 se muestra la evolución de la corriente de cortocircuito debido a la presencia de los generadores:



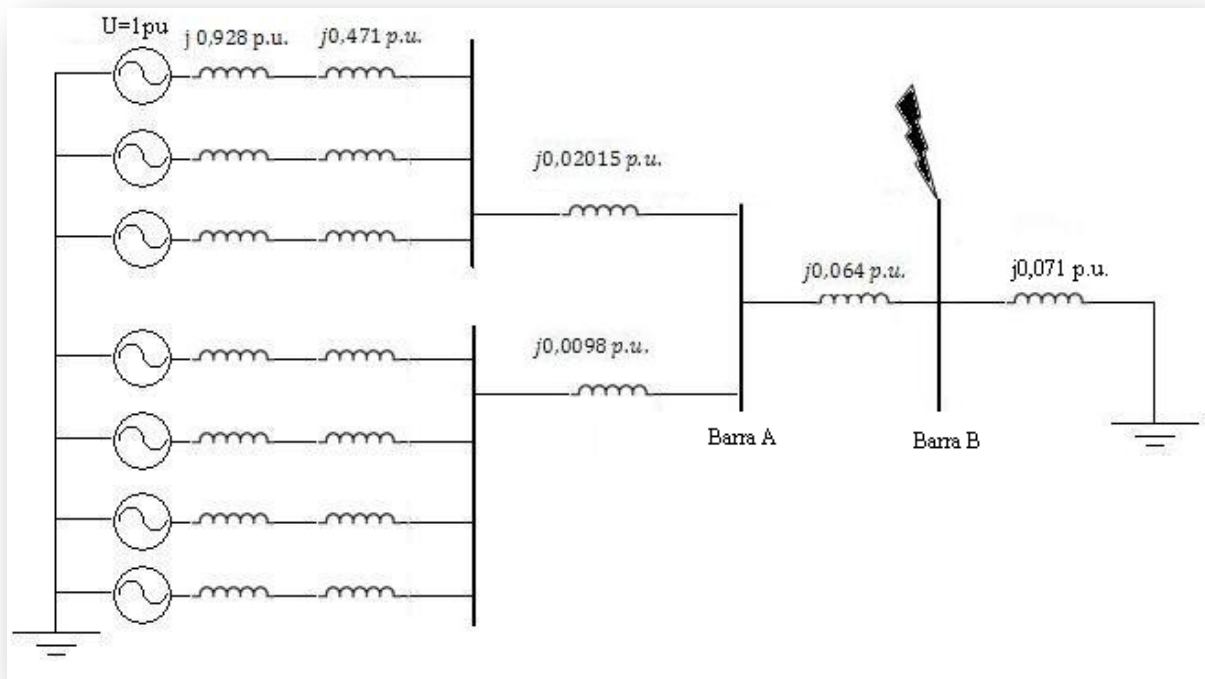
**Figura 26. Corriente de cortocircuito en generadores inductivos**

Hemos de considerar no sólo los distintos tipos de cortocircuito (trifásico, bipolar o monofásico) si no en el nivel de tensión en que se produzcan (en 20KV o en 132KV en nuestro caso), ya que las corrientes tomaran valores muy diferentes.

NOTA: todos los cálculos de  $I_{CC}$  se considerarán francos, las impedancias de los neutros de los generadores y de los transformadores se consideran despreciables a fin de obtener los niveles de cortocircuito más desfavorables posible.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito simétricas y desequilibradas se ha recurrido a las bibliografías y enlaces web: [10][17][6].

### 7.3.1 Corriente de cortocircuito en 132 KV



#### 7.3.1.1 Cortocircuito trifásico

Al tratarse de un cortocircuito simétrico, solamente hemos de tener en cuenta la componente positiva detallada en el apartado anterior.

La impedancia de Thévenin, partiendo del esquema de secuencia positiva, será:

$$Z_{th} = j 0,0531 \text{ pu}$$

$$S_{cc,pu} = \frac{U_{pu}^2}{Z_{th}} = 18,832 \text{ p.u.}$$

$$S_{cc} = S_{cc,pu} \times S_B = 18,832 \times 20 \text{ MVA} = 376,65 \text{ MVA}$$

$$I_{cc,132} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{376,65 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3} = 1647,4 \text{ A}$$

#### 7.3.1.2 Cortocircuito monofásico a tierra

A diferencia de los cortocircuitos trifásicos o simétricos, los cortocircuitos monofásicos se caracterizan en que sus corrientes post-falla no están desfasadas 120° entre sí y poseen amplitudes diferentes. Por ello, para el cálculo de este tipo de cortocircuitos, así como los posteriores



cortocircuitos bifásicos a tierra, se recurrirá al método de las componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados.

Los cortocircuitos monofásicos a tierra son uno de los cortocircuitos que con mayor frecuencia suceden. Por la caída de un rayo, por una mala manipulación o bien por el contacto accidental de un objeto entre conductor y masa, son algunas de las situaciones más frecuentes que propician los cortocircuitos monofásicos a tierra.

Para este caso, han de tenerse en cuenta las tres redes de secuencia: directa, inversa y homopolar.

$$Z_{th1} = j 0,0531 \text{ p.u.}$$

$$Z_{th2} = j 0,0531 \text{ p.u.}$$

$$Z_{th0} = j 0,142 \text{ p.u.}$$

En este caso, al estar el primario del transformador de potencia en triángulo y el secundario en estrella para impedir la inyección de terceros armónicos de corriente en la red, la única impedancia en secuencia homopolar que el circuito percibe en el cortocircuito es la impedancia de la red en paralelo con la impedancia de secuencia cero del transformador de potencia.

Despreciando la impedancia de defecto con el fin de obtener el nivel máximo de cortocircuito, tenemos en el siguiente gráfico, las tres redes de secuencia correspondientes:

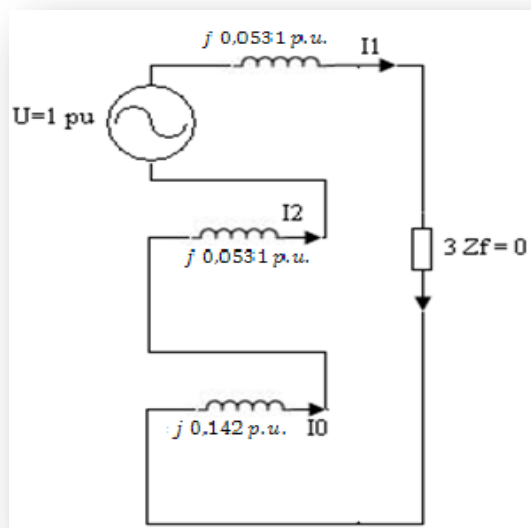
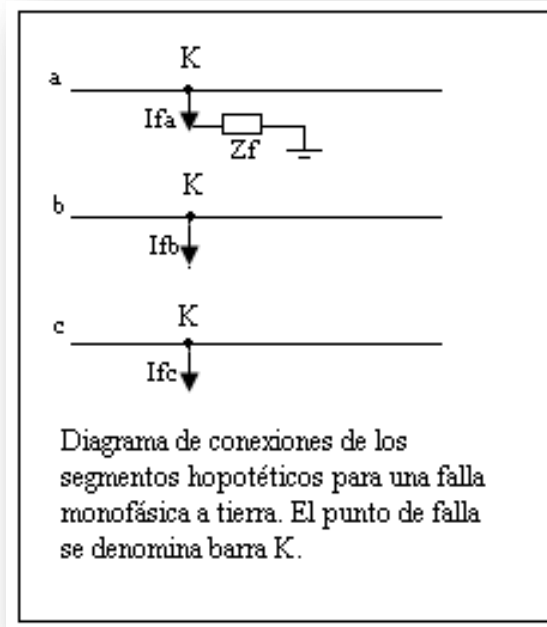


Figura 27. Cortocircuito monofásico a tierra en barra B

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1}{0,0531 + 0,0531 + 0,142} = 4,03 \text{ p.u.}$$

Se ha supuesto que el presente cortocircuito monofásico se ha dado en la fase a, por lo que  $I_{fb} = I_{fc} = 0$



De las componentes simétricas de las corrientes, podemos deducir el valor de la corriente de falla en p.u.:

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

$$I_{f0} = I_{f1} = I_{f2} = \frac{I_{fa}}{3}$$

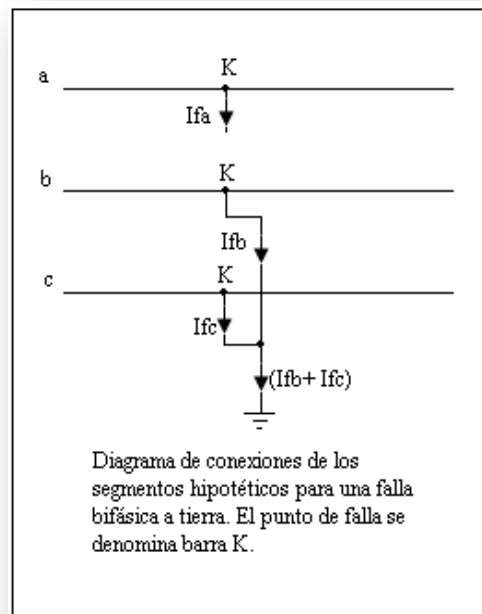
$$I_{fa,pu} = 3 \times I_{f0} = 3 \times 4,03 = 12,08 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto, tenemos una corriente de falla monofásica, para una  $I_B = 87,48 \text{ A}$ , de:

$$I_{fa} = 1057,37 \text{ A}$$

### 7.3.1.3 Cortocircuito Bifásico a tierra.

El siguiente gráfico representa un cortocircuito bifásico a tierra, entre las fases b y c, con impedancia de falla despreciable.



Donde las componentes de secuencia positiva, negativa y cero se representan en el circuito siguiente:

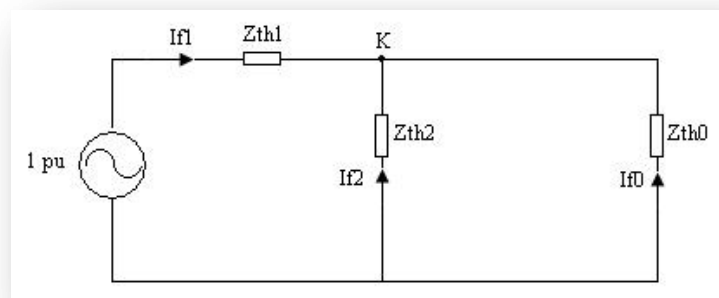


Figura 28. Cortocircuito bifásico a tierra en barra B

$$Z_{th1} = j 0,0531 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th2} = j 0,0531 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th0} = j 0,142 \text{ p. u.}$$

$$I_{f1} = \frac{U_f}{Z_{th1} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{th2}} + \frac{1}{Z_{th0}}}} = \frac{1}{j0,0531 + \frac{1}{\frac{1}{j0,0531} + \frac{1}{j0,142}}} = -j10,89 \text{ pu}$$

$$I_{f2} = -I_{f1} \times \frac{Z_{th0}}{Z_{th2} + Z_{th0}} = j10,89 \times \frac{j0,142}{j0,0531 + j0,142} = j7,926 \text{ pu}$$

$$I_{f0} = -I_{f1} \times \frac{Z_{th2}}{Z_{th2} + Z_{th0}} = j10,89 \times \frac{j0,0531}{j0,0531 + j0,142} = j2,964 \text{ pu}$$

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{pmatrix}$$

Del sistema de componentes simétricas podemos deducir 3 ecuaciones de las que extraeremos el valor de las corrientes de cortocircuito  $I_{fc}$  y  $I_{fb}$ .

$$I_{f0} = \frac{1}{3} \times (I_{fc} + I_{fb})$$

$$I_{f1} = \frac{1}{3} \times (aI_{fb} + a^2I_{fc})$$

$$I_{f2} = \frac{1}{3} \times (a^2I_{fb} + aI_{fc})$$

Donde “a”, es el fasor de módulo unitario y desfase  $120^\circ$ .

$$I_{fb} = 21,06 \text{ pu}, \quad +39,3^\circ$$

$$I_{fc} = 16,894 \text{ pu}, \quad -164^\circ$$

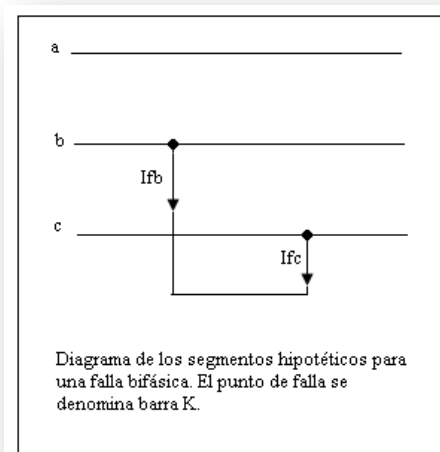
Cuyos valores en amperios son:

$$I_{fb} = 1842,3 \text{ A}$$

$$I_{fc} = 1477,89 \text{ A}$$

#### 7.3.1.4 Cortocircuito bifásico

Se supondrá que dicho cortocircuito se dará en las fases b y c, sin impedancia de defecto. Bajo estas suposiciones, la corriente de defecto  $I_{fb} = -I_{fc}$  tal y como se muestra en la matriz de componentes simétricas.



Matriz de componentes simétricas:

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{pmatrix}$$

Circuito de impedancias de secuencia:

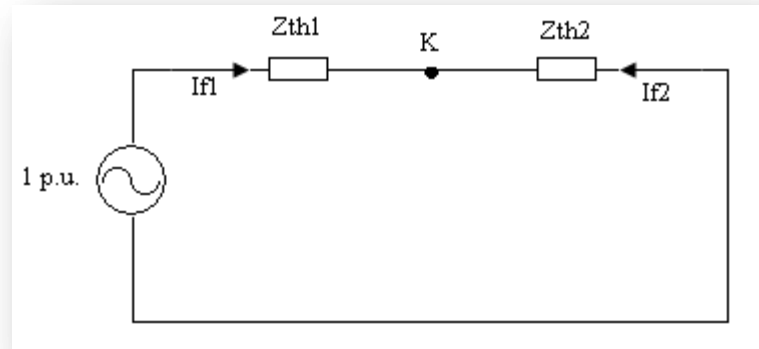


Figura 29. Cortocircuito bifásico en barra B

$$Z_{th1} = j 0,0531 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th2} = j 0,0531 \text{ p. u.}$$

$$I_{f1} = -I_{f2} = \frac{U}{Z_{th1} + Z_{th2}} = \frac{1}{j0,0531 + j0,0531} = -j9,416 \text{ pu}$$

$$I_{f1} = -j9,416 \text{ pu}$$

$$I_{f2} = j9,416 \text{ pu}$$

De la matriz de componentes simétricas se obtiene:

$$I_{f1} = \frac{1}{3} \times (aI_{fb} - a^2I_{fb})$$

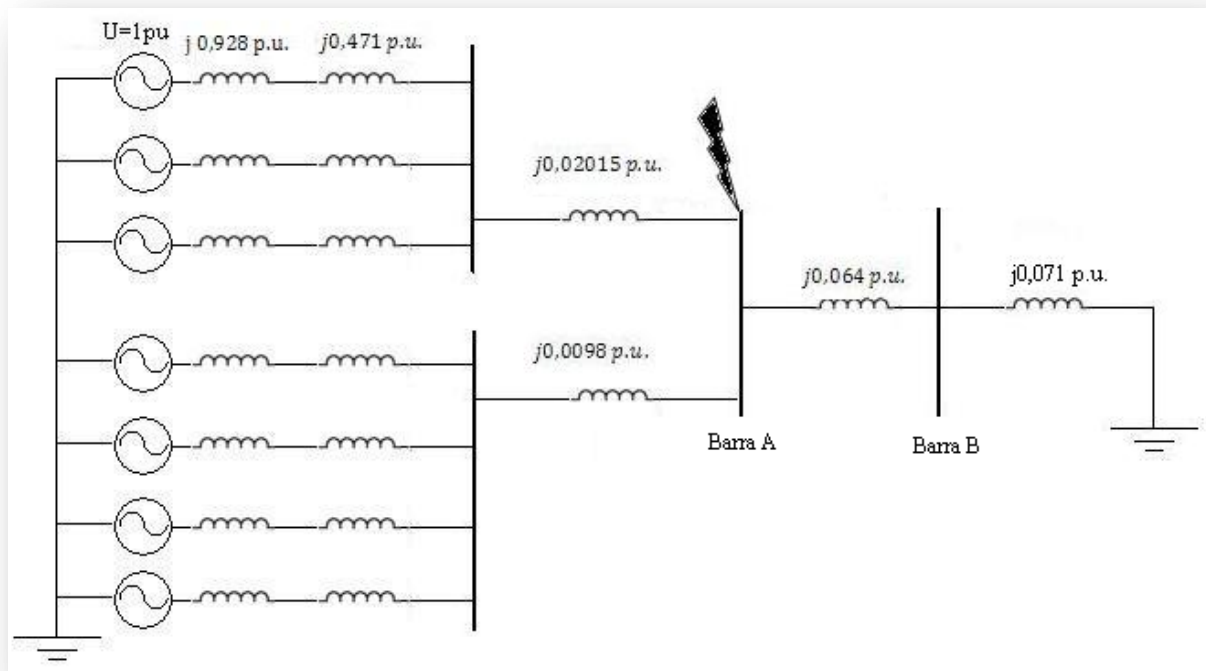
$$I_{fb} = -16,31 \text{ pu}$$

$$I_{fc} = 16,31 \text{ pu}$$

Cuyo valor de cortocircuito en amperios, dada la corriente base  $I_B = 87,48 \text{ A}$  :

$$I_{fb} = I_{fc} = 1426,79 \text{ A}$$

### 7.3.2 Corriente de cortocircuito en 20 KV



#### 7.3.2.1 Cortocircuito trifásico

$$Z_{th} = j 0,119 \text{ pu}$$

$$S_{cc,pu} = \frac{U_{pu}^2}{Z_{th}} = 8,407 \text{ p.u.}$$

$$S_{cc} = S_{cc,pu} \times S_B = 8,407 \times 20 \text{ MVA} = 168,15 \text{ MVA}$$

$$I_{cc,132} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{168,15 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 4854,1 \text{ A}$$

#### 7.3.2.2 Cortocircuito monofásico a tierra

Conocidos los valores de las impedancias de secuencia, el presente circuito representa el conjunto de las redes de secuencia positiva, negativa y cero a través del cual se determinan las corrientes de cortocircuito fase – tierra.

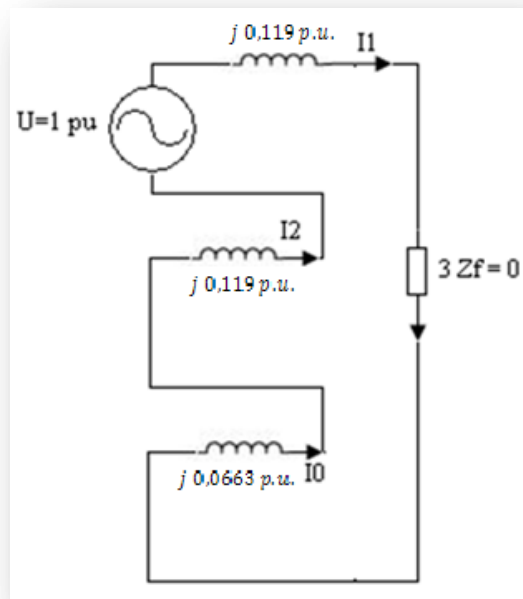


Figura 30. Cortocircuito monofásico a tierra en barra A

$$Z_{th1} = j 0,119 \text{ p. u.}$$

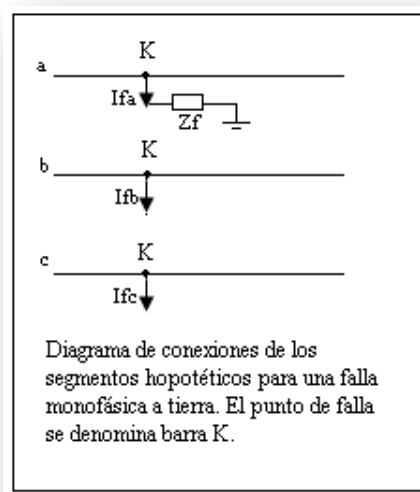
$$Z_{th2} = j 0,119 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th0} = j 0,0663 \text{ p. u.}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1}{0,119 + 0,119 + 0,0663} = 3,286 \text{ p. u.}$$

Se ha supuesto que el presente cortocircuito monofásico se ha dado en la fase a, por lo que

$$I_{fb} = I_{fc} = 0$$



De las componentes simétricas de las corrientes, podemos deducir el valor de la corriente de falla en p.u.:

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \left(\frac{1}{3}\right) \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

$$I_{f0} = I_{f1} = I_{f2} = \frac{I_{fa}}{3}$$

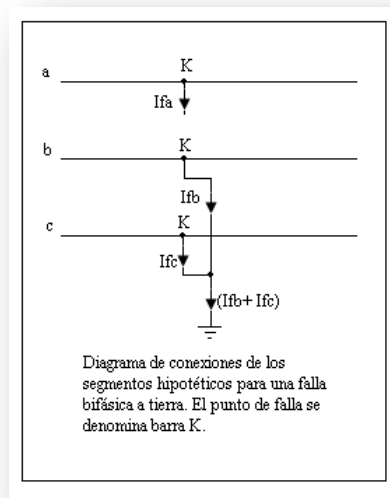
$$I_{fa,pu} = 3 \times I_{f0} = 3 \times 3,286 = 9,858 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto, tenemos una corriente de falla monofásica, para una  $I_B = 577,35 \text{ A}$ , de:

$$I_{fa} = 5691,91 \text{ A}$$

### 7.3.2.3 Cortocircuito bifásico a tierra

El siguiente gráfico representa un cortocircuito bifásico a tierra, entre las fases b y c, con impedancia de falla despreciable.



Donde las componentes de secuencia positiva, negativa y cero se representan en el circuito siguiente:



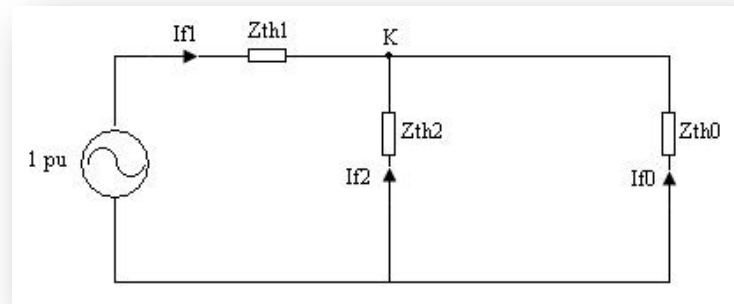


Figura 31. Cortocircito bifásico a tierra en barra A

$$Z_{th1} = j 0,119 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th2} = j 0,119 \text{ p. u.}$$

$$Z_{th0} = j 0,0663 \text{ p. u.}$$

$$I_{f1} = \frac{U_f}{Z_{th1} + \frac{1}{\frac{1}{Z_{th2}} + \frac{1}{Z_{th0}}}} = \frac{1}{j0,119 + \frac{1}{\frac{1}{j0,119} + \frac{1}{j0,0663}}} = -j6,188 \text{ pu}$$

$$I_{f2} = -I_{f1} \times \frac{Z_{th0}}{Z_{th2} + Z_{th0}} = j6,188 \times \frac{j0,119}{j0,119 + j0,0663} = j3,974 \text{ pu}$$

$$I_{f0} = -I_{f1} \times \frac{Z_{th2}}{Z_{th2} + Z_{th0}} = j6,188 \times \frac{j0,0663}{j0,119 + j0,0663} = j2,214 \text{ pu}$$

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \left(\frac{1}{3}\right) \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ I_{fc} \end{pmatrix}$$

Del sistema de componentes simétricas podemos deducir 3 ecuaciones de las que extraeremos el valor de las corrientes de cortocircito  $I_{fc}$  y  $I_{fb}$ .

$$I_{f0} = \frac{1}{3} \times (I_{fc} + I_{fb})$$

$$I_{f1} = \frac{1}{3} \times (aI_{fb} + a^2I_{fc})$$

$$I_{f2} = \frac{1}{3} \times (a^2I_{fb} + aI_{fc})$$

Donde “a”, es el fasor de módulo unitario y desfase 120°.

$$I_{fb} = 9,284 \text{ pu}, \quad +177,25^\circ$$

$$I_{fc} = 11,15 \text{ pu}, \quad +33,75^\circ$$

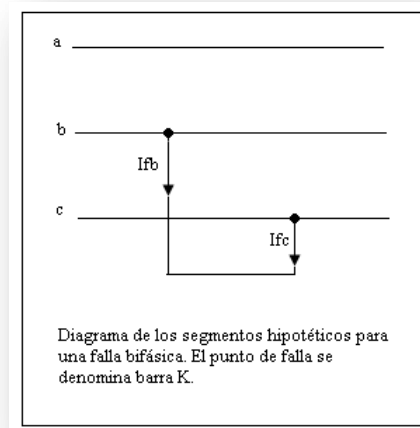
Cuyos valores en amperios son, para una  $I_B = 577,35$  :

$$I_{fb} = 5360,12 \text{ A}$$

$$I_{fc} = 6437,45 \text{ A}$$

### 7.3.2.4 Cortocircuito bifásico

Se supondrá que dicho cortocircuito se dará en las fases b y c, sin impedancia de defecto. Bajo estas suposiciones, la corriente de defecto  $I_{fb} = -I_{fc}$  tal y como se muestra en la matriz de componentes simétricas.



Matriz de componentes simétricas:

$$\begin{pmatrix} I_{f0} \\ I_{f1} \\ I_{f2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{pmatrix}$$

Circuito de impedancias de secuencia:

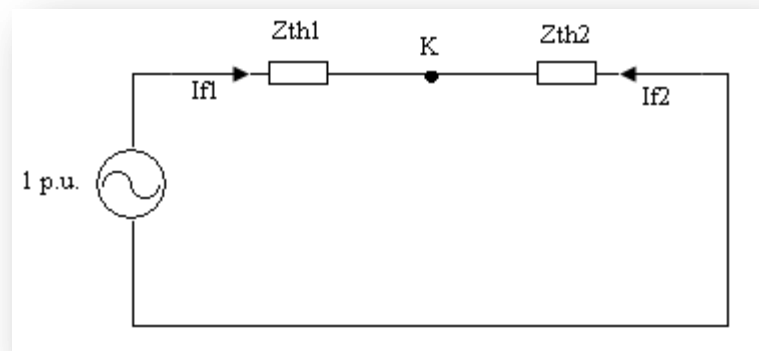


Figura 32. Cortocircuito bifásico en barra A

$$Z_{th1} = j 0,119 \text{ p.u.}$$

$$Z_{th2} = j 0,119 \text{ p.u.}$$

$$I_{f1} = -I_{f2} = \frac{U}{Z_{th1} + Z_{th2}} = \frac{1}{j0,119 + j0,119} = -j4,2$$



$$I_{f1} = -j4,2 \text{ pu}$$

$$I_{f2} = j4,2 \text{ pu}$$

De la matriz de componentes simétricas se obtiene:

$$I_{f1} = \frac{1}{3} \times (aI_{fb} - a^2I_{fb})$$

$$I_{fb} = -7,275 \text{ pu}$$

$$I_{fc} = 7,275 \text{ pu}$$

Cuyo valor de cortocircuito en amperios, dada la corriente base  $I_B = 577,35 \text{ A}$ :

$$I_{fb} = I_{fc} = 4200 \text{ A}$$

### 7.3.3 Niveles de cortocircuito representativos

Tabla 48. Niveles de cortocircuito representativos

PUNTO DE CORTOCIRCUITO	En 20 KV	En 132 KV
Nivel de CC trifásico	4854,1 A	1647,4 A
Nivel de CC monofásico	5691,9 A	1057,4 A
Nivel de CC bifásico	6437,4 A	1842,3 A
Nivel de CC bifásico a tierra	4200 A	1426,8 A

## 7.4 APARAMENTA

Una vez determinados los niveles máximos de cortocircuito (7.3.3) y realizada la coordinación de aislamiento correspondiente (7.1), se podrá determinar de manera satisfactoria el dimensionado de la aparamenta del parque de 20 KV y del parque de 132 KV teniendo en cuenta los cálculos previos citados.

### 7.4.1 Cálculo de la aparamenta de 20 KV

#### 7.4.1.1 Posición del transformador

Teniendo en cuenta que tenemos una única posición de transformador, y que la potencia nominal del mismo es de 25 MVA, de la siguiente expresión podemos determinar la corriente nominal de la aparamenta del parque de 20 KV:



$$I_{N,20} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 721,68 \text{ A} \approx 722 \text{ A}$$

Considerando ahora la corriente de cortocircuito más desfavorable, registrada en el apartado 7.3.3, para el dimensionado de la aparamenta:

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 6437,4 \text{ A}$$

**Tabla 49. Datos nominales aparamenta de posición de transformador de 20 KV**

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I nominal	Restricción	Cumple condición
<b>Interruptor automático</b>	Siemens / 3AF0143	1600 A	722 A	1600 A > 722 A
<b>Seccionador</b>	Electrotaz / DIALT 24	1250 A	722 A	1250 A > 722 A
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CXE-36	1000 A	722 A	1000 A > 722 A

**Tabla 50. Datos de cortocircuito de aparamenta de posición de transformador de 20 KV**

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I cc	Restricción	Cumple condición
<b>Interruptor automático</b>	Siemens / 3AF0143	25 KA	6,44 KA	25 KA > 6,44 KA
<b>Seccionador</b>	Electrotaz / DIALT 24	31,5 KA	6,44 KA	31,5 KA > 6,44 KA
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CXE-36	25 KA	6,44 KA	25 KA > 6,44 KA

#### 7.4.1.2 Posición de línea

Para el dimensionado de seccionadores, transformadores de intensidad e interruptor automático en el parque de 20 KV consideraremos los mismos niveles de corriente nominal y de cortocircuito máximo, ya que la condición más desfavorable es que del doble embarrado del que dispone la subestación, solamente uno de ellos esté en servicio, y por lo tanto, todas las corrientes consideradas en el apartado 7.4.1.1 circularán por la aparamenta de la posición de línea.

**Tabla 51. Datos nominales aparamenta de posición de línea de 20 KV.**

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I nominal	Restricción	Cumple condición
<b>Interruptor automático</b>	Siemens / 3AF0143	1600 A	722 A	1600 A > 722 A
<b>Seccionador</b>	Electrotaz / DIALT 24	1250 A	722 A	1250 A > 722 A
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CXE-36	1000 A	722 A	1000 A > 722 A



Tabla 52. Datos de cortocircuito de apartamentas de posición de línea de 20 KV

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I cc	Restricción	Cumple condición
Interruptor automático	Siemens / 3AF0143	25 KA	6,44 KA	25 KA > 6,44 KA
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	31,5 KA	6,44 KA	31,5 KA > 6,44 KA
Primario T.i.	Arteche/CXE-36	25 KA	6,44 KA	25 KA > 6,44 KA

NOTA: las corrientes de diseño del interruptor resultan bastante superiores a las nominales y de cortocircuito de la subestación, pero son las mínimas que el fabricante ofrece. No obstante, suponiendo ampliaciones futuras de la subestación, este sobredimensionado resulta ventajoso en este sentido.

#### 7.4.1.3 Posición de barras

La máxima corriente que circulará por los embarrados será la misma que discurra por la posición del transformador, por este motivo, sus características técnicas serán similares a las de la apartamentas de 20 KV.

$$I_{cc,N} = 31,5 \text{ KA}$$

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 6,44 \text{ KA}$$

#### 7.4.1.4 Posición de acoplamiento

Por la posición de acoplamiento circulará, como máximo, la misma corriente nominal y de cortocircuito que en la posición de transformador.

Por lo tanto, la apartamentas de la posición de acoplamiento cumplirá los siguientes requisitos:

Tabla 53. Datos nominales apartamentas de acoplamiento de 20 KV

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I cc	Restricción	Cumple condición
Interruptor automático	Siemens / 3AF0143	1600 A	722 A	1600 A > 722 A
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	1250 A	722 A	1250 A > 722 A



Tabla 54. Datos de cortocircuito apartamenta de acoplamiento de 20 KV

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I cc	Restricción	Cumple condición
Interruptor automático	Siemens / 3AF0143	25 KA	6,44 KA	25 KA > 6,44 KA
Seccionador	Electrotaz / DIALT 24	31,5 KA	6,44 KA	31,5 KA > 6,44 KA

#### 7.4.1.5 Posición de servicios auxiliares

Dado que la potencia nominal de los transformadores de servicios auxiliares es de 630 KVA, tal y como se especifica en el apartado 6.4, la corriente resultante será:

$$I = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 20 \times 10^3} = 18,18 \text{ A}$$

Tabla 55. Datos eléctricos T.i., Seccionador e Interruptor de SSAA

Aparamenta	Fabricante / Tipo	Datos eléctricos	Condición
Primario T.i.	Arteche /CXE-24	200-400 A	200 A > 18,18 A
Seccionador	Electrotaz /DIALT 24	630 A	630 A > 18,18 A
Interruptor	Siemens / 3AF0143	1600 A	1600 A > 18,18A

### 7.4.2 Cálculo de la apartamenta 132 KV

#### 7.4.2.1 Posición del transformador

Nuevamente, considerando que la potencia nominal del transformador es de 25 MVA, tendremos la siguiente corriente nominal:

$$I_{N,132} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times U_N} = \frac{25 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3} = 111,03 \text{ A} \approx 112 \text{ A}$$

Considerando ahora la corriente de cortocircuito más desfavorable, registrada en el apartado 7.3.3, para el dimensionado de la apartamenta:

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 1842,3 \text{ A}$$

Tabla 56. Datos nominales apartamenta de posición de transformador de 132 KV

Aparamenta	Fabricante/Tipo	I nominal	Restricción	Cumple condición
Interruptor automático	ABB /LTB145D I/B	2500 A	112 A	2500 A > 112 A



<b>Seccionador</b>	Areva / SG3C	2000 A	112 A	2000 A > 112 A
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CXE-36	<u>200</u> -400-800 A	112 A	200 A > 112 A

NOTA: La intensidad de servicio que ofrece dicha apartamentación es muy superior a la calculada para la presente subestación, pero este es el valor más bajo que ofrece el fabricante. No obstante, se ha supuesto ampliaciones futuras del parque eólico.

**Tabla 57. Datos de cortocircuito de apartamentación de posición de transformador de 132 KV**

<b>Apartamentación</b>	<b>Fabricante/Tipo</b>	<b>I cc</b>	<b>Restricción</b>	<b>Cumple condición</b>
<b>Interruptor automático</b>	ABB / LTB 145D I/B	31,5 kA	1,84 KA	31,5 kA > 1,84 KA
<b>Seccionador</b>	Areva / SG3C	31,5 kA	1,84 KA	31,5 KA > 1,84 KA
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CH-145	31,5 kA	1,84 KA	31,5 kA > 1,84 KA

#### 7.4.2.2 Posición de línea

Por la posición de línea de la presente subestación circularán como máximo las mismas corrientes que por la posición del transformador. Ya que si dicha posición es alimentada desde un solo embarrado, obtendremos un circuito serie por el que circularán las mismas corrientes que en el apartado 7.4.2.1, por lo tanto, se instalará la misma apartamentación.

**Tabla 58. Datos nominales apartamentación de posición de línea de 132 KV.**

<b>Apartamentación</b>	<b>Fabricante/Tipo</b>	<b>I nominal</b>	<b>Restricción</b>	<b>Cumple condición</b>
<b>Interruptor automático</b>	ABB / LTB 145D I/B	2500 A	112 A	2500 A > 112 A
<b>Seccionador</b>	Areva / SG3C	2000 A	112 A	2000 A > 112 A
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CH-145	<u>200</u> -400-800 A	112 A	200 A > 112 A

**Tabla 59. Datos de cortocircuito de apartamentación de posición de línea de 132 KV**

<b>Apartamentación</b>	<b>Fabricante/Tipo</b>	<b>I cc</b>	<b>Restricción</b>	<b>Cumple condición</b>
<b>Interruptor automático</b>	ABB / LTB 145D I/B	31,5 kA	1,84 KA	31,5 kA > 1,84 KA
<b>Seccionador</b>	Areva / SG3C	31,5 kA	1,84 KA	31,5 KA > 1,84 KA
<b>Primario T.i.</b>	Arteche/CH-145	31,5 kA	1,84 KA	31,5 kA > 1,84 KA



### 7.4.2.3 Posición de barras

La máxima corriente que circulará por los embarrados será la misma que discurra por la posición del transformador en 132KV, por este motivo, sus características técnicas serán similares a las de la apartamenta de 132 KV.

$$I_{cc,N} = 31,5 \text{ KA}$$

$$I_{cc,m\acute{a}x} = 1,84 \text{ KA}$$

### 7.4.2.4 Posición de acoplamiento

La posición de acoplamiento de los embarrados de 132 KV será sometida a los mismos niveles de corriente nominal y de cortocircuito que la posición de transformación de 132 KV

**Tabla 60. Datos nominales de apartamenta de acoplamiento de 132 KV**

Apartamenta	Fabricante/Tipo	I nominal	Restricción	Cumple condición
Interrupor automático	ABB / LTB 145D I/B	2500 A	112 A	2500 A > 112 A
Seccionador	Areva / SG3C	2000 A	112 A	2000 A > 112 A

**Tabla 61. Datos de cortocircuito de apartamenta de acoplamiento de 132 KV**

Apartamenta	Fabricante/Tipo	I cc	Restricción	Cumple condición
Interrupor automático	ABB / LTB 145D I/B	31,5 kA	1,84 KA	31,5 kA > 1,84 KA
Seccionador	Areva / SG3C	31,5 kA	1,84 KA	31,5 KA > 1,84 KA

En la Figura 33 se representa el esquema unifilar de la Subestación Eléctrica Elevadora con todas las posiciones que han sido descritas en los apartados anteriores para una correcta comprensión de los mismos:



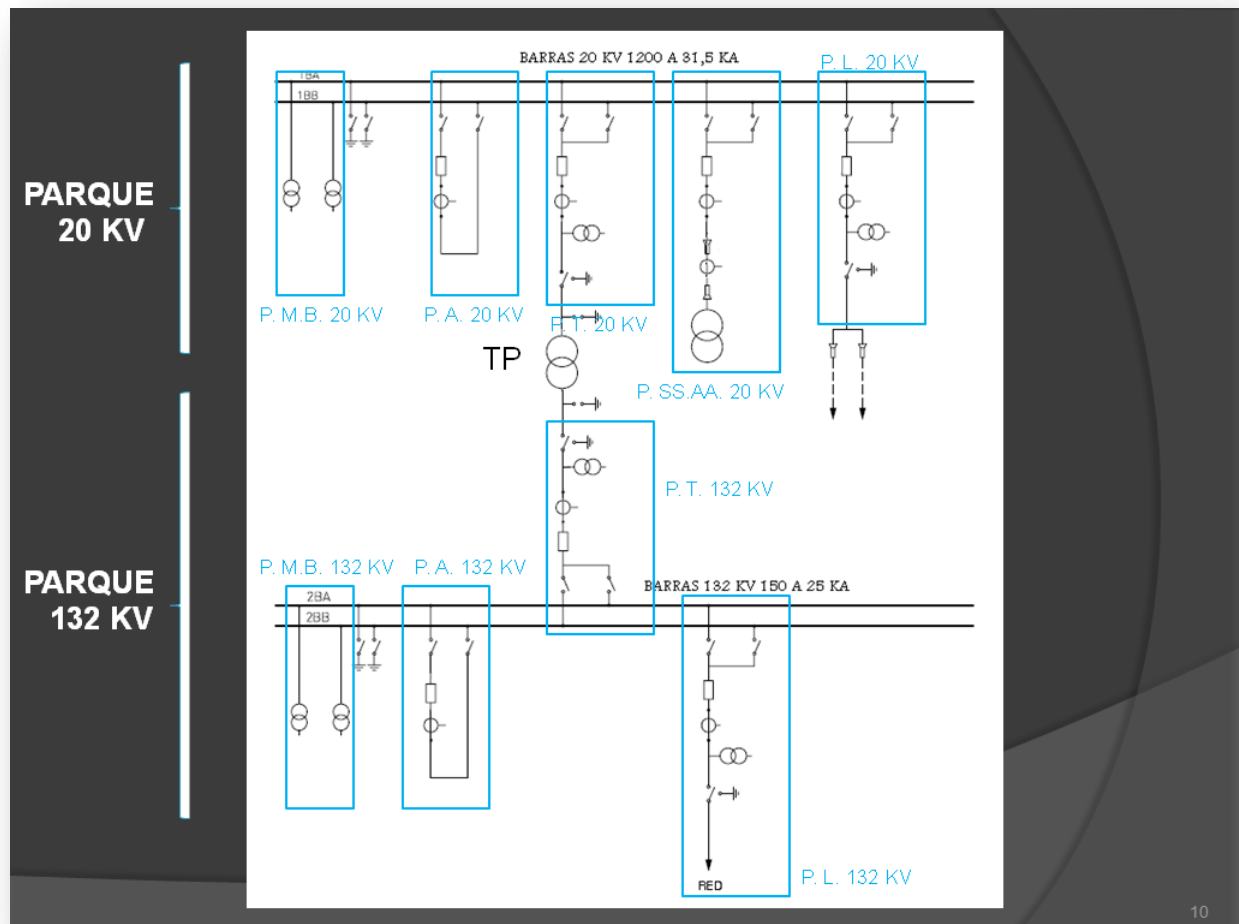


Figura 33. Posiciones de la Subestación Eléctrica

Donde:

P.L. → Posición de Línea.

P.SS.AA. → Posición de Servicios Auxiliares.

P.MB. → Posición de Medida de Barras.

P.A. → Posición de Acoplamiento.

P.T. → Posición de Transformador.

## 7.5 CÁLCULO DEL MALLADO DE PUESTA A TIERRA

### 7.5.1 Descripción del mallado de puesta a tierra

Se denomina “puesta a tierra” a la conexión metálica de uno o varios puntos de una instalación a uno o varios electrodos enterrados, con el fin de permitir el paso a tierra de corrientes de fallo o descargas atmosféricas, evitando además que existan tensiones peligrosas entre la instalación y superficies próximas del terreno.

Para el diseño de la puesta a tierra se distribuirá una red de conductores conectados al mallado electrosoldado directamente enterrado por debajo de las cimentaciones, para garantizar las tensiones de paso y contacto reglamentarias.

A la red de puesta a tierra se conectará el conjunto de armaduras de cimentación y estructuras metálicas de la subestación: vías de rodadura del transformador de potencia, estructuras soporte de la aparamenta y cables, barandillas, carcasas, chapas sobre canales de cables, grupo electrógeno, armarios metálicos, el sistema de alumbrado y de tomas de corriente y las bandejas metálicas de cables [14].

Será por soldadura aluminotérmica el modo en el que se unirán los conductores de tierra a la red de puesta a tierra, tal y como se muestra en la Figura 32.



Figura 34. Soldadura aluminotérmica de la PAT



### 7.5.2 Aspectos a considerar en la construcción y montaje de la PAT

A continuación se enumeran los aspectos más importantes que han de tenerse en cuenta en la construcción y montaje de la PAT, ya que de una correcta elaboración dependerá que el sistema de PAT funcione adecuadamente [28].

- En función de la corriente de falla máxima que pueda circular por la malla de PAT y del tiempo de despeje de falta, se llevará a cabo el dimensionado de los conductores.
- El dimensionado se realizara de forma que los calentamientos producidos en la instalación de PAT no destruyan o deterioren los componentes de la misma.
- Los elementos de PAT llevaran las correspondientes protecciones corrosivas para no mermar la vida útil de la instalación.
- Debido a la variabilidad del terreno en épocas secas, se tendrá en cuenta dicho factor a la hora de determinar los cálculos correspondientes.

Para llevar a cabo la proyección de la instalación de la PAT, se llevarán a cabo los pasos que a continuación se describen:

1. Determinar las características del suelo.
2. Determinación de las corrientes máximas de PAT y el tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
3. Diseño preliminar de la instalación de PAT.
4. Cálculo de la resistencia del sistema de PAT.
5. Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
6. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
7. Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a las tensiones de paso y contacto admisibles.
8. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Una vez construida la malla de puesta a tierra, se llevarán a cabo las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, efectuándose los cambios necesarios para obtener los valores de paso y contacto mínimos exigidos.

Para prevenir posibles ampliaciones de la superficie de la subestación, en la malla de puesta a tierra se colocarán barrajes equipotenciales, los cuales permiten la interconexión de diferentes puestas a tierra.



Los barrajes son pletinas de cobre pretaladrada que habrán de ser dimensionadas de acuerdo a la instalación donde sean proyectadas.

Con unas dimensiones mínimas de 5mm de espesor, 50mm de ancho y longitud variable, dichas pletinas serán recubiertas con una capa de níquel, o bien, deberán limpiarse previamente a la unión de los conectores.

Por otro lado, los conductores empleados para las conexiones a tierra cumplirán las siguientes condiciones:

- La bajante de tierra no podrá realizar cambios bruscos de dirección, con ángulos no inferiores a 90°, con un radio de curvatura no menor de 203 mm (8 pulgadas).
- Es recomendable realizar la instalación mediante conductores desnudos instalados al exterior de forma visible. En el caso de que fuera necesario hacer la instalación cubierta, deberá hacerse de forma que pueda comprobarse el mantenimiento de sus características.
- Podrán usarse como conductores de tierra las estructuras de acero de apoyo de los elementos de la instalación.
- La sección elegida, deberá ser capaz de soportar corrientes de cortocircuito tales que sus elementos no lleguen a temperaturas cercanas a la de fusión, ni ponga en peligro sus empalmes ni conexiones.
- Tendrán una resistencia mecánica suficiente y una elevada resistencia a la corrosión.
- Su instalación se hará de tal forma que el recorrido sea el mínimo posible.
- Los empalmes y uniones se harán con los medios de unión adecuados: grampas Ampact, soldadura aluminotérmica, etc. De esta forma aseguraremos la permanencia de la unión evitando elevados calentamientos al paso de la corriente y salvaguardando ante la corrosión.

Los siguientes elementos de la subestación serán conectados a tierra:

- Los chasis y bastidores de aparatos de maniobra.
- Los envoltentes de los conjuntos de armarios metálicos.
- Las puertas metálicas de los locales.
- Las vallas y cercas metálicas.
- Las columnas, soportes, etc.
- Las estructuras y armaduras metálicas de los edificios que contengan instalaciones de alta tensión.



- Los blindajes metálicos de los cables.
- Las tuberías y conductos metálicos.
- Las carcasas de los transformadores.
- Los hilos de guarda o cables de tierra de las líneas aéreas.
- Los neutros de los transformadores.
- Los circuitos de baja tensión de los transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores, pararrayos, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de puesta a tierra.

Los descargadores de sobre tensión, los transformadores de tensión y los neutros de los transformadores de potencia deberán estar conectados, además de su vinculación a la malla, a jabalinas con cámara de inspección.

La puesta a tierra del neutro de los secundarios de los transformadores de medida deberá ser realizada en la caja de conjunción de cada terna de transformadores.

En los conjuntos protegidos por envolvente metálica deberá existir un conductor de tierra común para la puesta a tierra de la envolvente, dispuesta a lo largo de toda la aparamenta. La sección mínima de dicho conductor será de 35 mm<sup>2</sup> de conductor de cobre.

Para la conexión a tierra de armaduras internas, tabiques de separación de salas, etc., será suficiente para la continuidad eléctrica, su conexión con tornillos o soldadura.

Con respecto a los elementos metálicos que puedan salir fuera de la subestación, tales como raíles o tuberías, deben estar conectados a la instalación de tierra general en varios puntos si su extensión es importante. Será necesario la comprobación de si estos elementos pueden transferir al exterior tensiones peligrosas, en cuyo caso deben adoptarse las medidas para evitarlo mediante juntas aislantes, u otras medidas si fuera necesario.

La cerca de la subestación equidistara a un metro del perímetro del mallado de puesta a tierra para así evitar tensiones de contacto peligrosas para una persona situada en el exterior de la subestación estando en contacto con la cerca de la misma, conectando cada vértice de de la malla al vallado.

Basándonos en este último criterio, la superficie de la subestación será, aproximadamente, de 1521 m<sup>2</sup>, por lo que la superficie del vallado será de 1600 m<sup>2</sup>.

El cerco perimetral será conectado a la red de tierra mediante conductores de cobre o acero – cobre, garantizando que todas y cada una de las secciones del cerco perimetral se encuentren conectadas a la red de tierra.



Deberá extenderse hacia afuera, mediante los conductores necesarios, para controlar la tensión de contacto en la parte exterior del cerco.

Las puertas se conectarán al cerco mediante cintas flexibles de cobre estañado.

Una vez construida la malla habrán de comprobarse las tensiones de paso y contacto que pueden aparecer en la malla, garantizando que los valores medidos estén por debajo de los límites admisibles.

*Método de comprobación de las tensiones de paso y contacto:*

Se empleará un voltímetro de resistencia interna de  $1000\ \Omega$ .

Los electrodos de medida que simularán los pies deberán tener una superficie de  $200\text{ cm}^2$  cada uno y deberán ejercer sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N cada uno. Dicha fuerza puede obtenerse mediante pesos.

$$\frac{250}{9,8}\text{ Kg} = 25\text{ Kg}$$

Se emplearán fuentes de alimentación de potencia adecuada para simular la falta, de forma que la intensidad empleada en el ensayo sea como mínimo del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación sin que sea inferior a 50 A, con lo que se eliminan los defectos de las posibles tensiones parásitas circulantes por el terreno.

Consecuentemente, y a menos que se emplee un método de ensayo que elimine el efecto de dichas corrientes parásitas, por ejemplo, método de inversión de la polaridad, se procurará que la intensidad inyectada sea del orden del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la instalación y en cualquier caso no inferior a 50 A.

Medidos los valores de tensión de paso ( $V_P$ ) y contacto ( $V_C$ ) a la corriente de ensayo ( $I_E$ ) se procede a calcular por extrapolación los valores de  $V_P$  y  $V_C$  a corriente de puesta a tierra  $I_T$  (corriente de falta a tierra para el cual ha sido diseñada la instalación).

Para realizar la medición de estas tensiones se seguirán los siguientes pasos:

- Mediante el empleo del equipo adecuado inyectar una corriente alterna entre el electrodo de tierra y un electrodo auxiliar (dispersor).
- El valor de la corriente a inyectar será determinado siguiendo las disposiciones reglamentarias.
- El electrodo auxiliar habrá que emplazarlo a una distancia tal que el reparto de corriente que parte del electrodo resulte regular. Este aspecto será preferible determinarlo por ensayo en la propia instalación.
- Con un voltímetro de resistencia interna de  $1000\ \Omega$  medir en el interior y en el exterior del área protegida las tensiones presentes en el terreno a distancias de 1m y entre partes metálicas



del voltímetro emplear dos pesos de 25 kg cada uno y 200 cm<sup>2</sup> de superficie de contacto con el suelo también cada uno.

- Los resultados obtenidos en el ensayo habrá que referirlos a las condiciones presentes durante un fallo a tierra en la instalación, para ello bastará aplicar la expresión siguiente:

$$V_{paso} = V_{medida} \frac{I_p}{I_E}$$

$$V_{contacto} = V_{medida} \frac{I_T}{I_E}$$

- Si se emplea el método de inversión de polaridad se tendrá en cuenta que:

$$V_{paso} = \frac{V_{pm0^\circ} \times V_{pm180^\circ}}{2}$$

$$V_{contacto medida} = \frac{V_{cm0^\circ} \times V_{cm180^\circ}}{2}$$

Siendo  $V_{pm0^\circ}$  y  $V_{cm0^\circ}$  las tensiones de paso y contacto respectivamente inyectadas en un sentido y  $V_{pm180^\circ}$  y  $V_{cm180^\circ}$  las inyectadas en sentido contrario.

Este ensayo puede entrañar riesgos para el personal operador y para las personas en general, ya que los valores de corriente son elevados y además desconocemos si van a aparecer gradientes de potencial elevados. Por esta razón, las medidas deben realizarse por personal especializado y extremando las condiciones de seguridad.

Es importante, delimitar la zona donde se efectúan las mediciones mediante cintas, carteles de señalización, señales luminosas si fuera necesario, etc. principalmente en los alrededores de los electrodos que se emplean como toma de tierra auxiliar, que puede estar constituida por varios electrodos de barra.

Los sitios de medición deben tomarse al azar, tanto en la parte externa como interna y en tantos puntos como lo permita la instalación. Se deben dar prioridad a puntos ubicados en el perímetro de la malla, pues en estos sitios existe mayor probabilidad de tensiones altas, en especial los soportes metálicos, puertas metálicas de acceso, rejillas de ventilación accesibles a personas, carriles para el desplazamiento de transformadores y, en general, cualquier otro tipo de elemento que, en un momento dado, pueda estar en contacto con las personas, referenciando todos los lugares con una clara identificación.

Finalizada la construcción de la subestación será recubierta con una capa de grava o balasto de 20 cm.

Los electrodos verticales de neutros y pararrayos se vinculan a la malla de tierra y serán tenidos en cuenta al determinar el valor total del sistema de puesta a tierra.



De acuerdo a la corriente de falla máxima determinada, se especificará la sección mínima de los conductores de tierra. Si posteriormente los cálculos basados en el diseño preliminar indican que las diferencias de potencial son notables dentro de la subestación, las siguientes posibilidades pueden ser soluciones a adoptar:

- Disminución total de la resistencia de tierra: disminuyendo la resistencia total de tierra conseguimos que cuando discurran por ella elevadas corrientes de cortocircuito los gradientes de potencial que se generen en puntos distantes de la malla sean inferiores, es decir, se reducirá el GPR (máxima elevación de potencial en la red de una subestación con respecto a un punto distante que se asume que está al potencial de tierra remoto). La vía más efectiva para disminuir la resistencia de una malla de tierra es por un incremento del área ocupada por la malla. Pozos o varillas enterradas profundamente pueden ser usados si el área disponible es limitada y las varillas penetran capas de baja resistividad. Una disminución en la resistencia de la subestación puede o no disminuir apreciablemente los gradientes locales, dependiendo del método usado.
- Espaciamiento cercano de la malla: El problema en el perímetro puede ser más difícil, especialmente en pequeñas subestaciones donde la resistividad es alta. Sin embargo, es usualmente posible enterrar los conductores de tierra por fuera de la línea de la cerca para asegurar que los gradientes escarpados que surgen inmediatamente fuera del perímetro de la malla no contribuyan a mayores tensiones peligrosas de contacto.
- Incrementando la densidad de varillas en el perímetro es otra de las soluciones a adoptar para crear gradientes más uniformes en el recinto.
- Enterrar más conductores en la zona perimetral de la subestación reducirá los potenciales escarpados en la periferia de la misma. Para ello, los conductores se enterrarán a mayor profundidad a medida que no alejados de la subestación, creando tensiones de paso inferiores.
- Otra alternativa es desviar las corrientes de falta a través de los cables de guarda conectados a las líneas de transmisión de tal forma que parte de dicha corriente sea disipada en la lejanía de la subestación.
- Si se limita el acceso a determinadas áreas, se reducirá el riesgo para el personal. La malla se instalará a una profundidad de 0,6 m.

Otros aspectos a tener en cuenta son, por ejemplo, que los bajantes para conexión a la malla deberán ser conectados, con la mínima longitud posible, a dos de los lados de la retícula que rodean los pórticos y/o estructura soporte de equipo. Cada conexión se hará lo más cercana a los cruces de la malla. La sección de los cables de bajada deberá ser igual a la sección del cable de la malla de tierra.





Los pararrayos se conectarán a la malla de tierra de forma tal que las corrientes que drenen no afecten la zona de puesta de aparatos de señal.

Los canales para el tendido de cables llevarán a lo largo, como mínimo, un conductor de la misma sección que la malla de puesta a tierra, al que se conectarán todos los soportes metálicos colocados dentro de los canales.

Los canales interiores para cables llevarán un conductor de puesta a tierra similar al de los exteriores igualmente vinculado a la malla de puesta a tierra. Dicho conductor deberá ser conectado a la malla de puesta a tierra cada 20 m como máximo.

Los locales donde se instale equipamiento electrónico deberán estar provistos de un plano de tierra equipotencial, compuesto por una plancha de cobre continuo sobre todo el piso cuyo espesor dependerá del número y posición de los aparatos, instalada por ejemplo bajo el falso suelo. Dicho plano de tierra constituirá el colector de la puesta a tierra funcional y de seguridad, para todos los aparatos electrónicos instalados, de clase 2 KV.

El plano de tierra deberá ser conectado a una única toma de tierra que llegue a la malla de tierra mediante conexión de sección adecuada. Dicha conexión, si es de longitud superior a algunos metros, deberá ser de tipo blindado, debiendo ser dicho blindaje conectado a tierra, sólo del lado de la malla de tierra.

Las tierras de los aparatos deberán conectarse al mencionado plano de tierra equipotencial, en modo radial, cada una con conexión propia de mínima longitud.

Todos los aparatos no electrónicos (otras alimentaciones y servicios como la instalación de acondicionamiento de aire, etc.), deberán conectarse a la toma de tierra utilizando conexiones independientes de las anteriores.

Se dispondrá el suficiente número de rótulos avisadores con instrucciones adecuadas en las zonas peligrosas y existirá a disposición del personal de servicio, medios de protección tales como calzado, guantes, banquetas o alfombras aislantes.

En resumen, el diseño de la malla de puesta a tierra será optimizado teniendo presentes dos aspectos fundamentales:

- Su objetivo fundamental es el de dotar a la subestación de la seguridad y la protección necesaria para los equipos y personas, teniendo en cuenta que, por estar enterrada, la detección de daños es compleja.
- Tiene un alto costo de renovación en caso de deterioro u obsolescencia. Y por lo tanto, en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la fiabilidad y perdurabilidad.



### Cimentaciones

En las cimentaciones, previo al hormigonado, deberán instalarse caños plásticos de diámetro mínimo 25 mm para el pasaje de los conductores de interconexión entre la malla de puesta a tierra y los equipos. Todos los cables de conexión deberán quedar protegidos para evitar que puedan ser dañados. Todos los bulones de conexión deberán ser accesibles para inspección. Todas las armaduras de las cimentaciones tendrán continuidad eléctrica mediante soldadura y serán conectadas a la malla de tierra.

### Estructuras

En las estructuras metálicas, deberá asegurarse la continuidad, para permitirles actuar como conductor de puesta a tierra y deberán preverse los agujeros necesarios para la colocación de los bulones de conexión a la malla de puesta a tierra.

La puesta a tierra de funcionamiento de los seccionadores, transformadores de medida, capacitores de acoplamiento, deberá ser realizada mediante cables o pletinas de cobre de sección igual a la de la malla.

### Características del Terreno

Debido a la lejanía del emplazamiento y, por lo tanto, no poder emplear algunos de los métodos de medida de resistividad del terreno, me he basado en un estudio realizado (memoria de Zonificación de Cantabria) que determina las características del terreno de Valderredible [29].

Dichas características son:

- Terreno **húmedo permanente** (favorable para resistividades bajas). Dato que juega a favor para conseguir unas tensiones de paso de diseño bajas.
- Terreno de espesor irregular **Silíceo**.

Que el terreno contenga una humedad permanente es una característica muy positiva en cuanto a la seguridad del sistema de puesta a tierra. Esto es así debido a que habitualmente la resistividad del suelo varía capa a capa y la determinación de la misma resulta difícil. Este problema desaparece prácticamente cuando la humedad del suelo es considerable, ya que la resistividad se homogeniza. Se considerará por tanto un modelo de suelo homogéneo, de dos capas.

### 7.5.3 Parámetros de diseño

Se tendrán en cuenta, principalmente los siguientes parámetros para el diseño de la puesta a tierra, siguiendo el diagrama Figura 35:

- Potencia de cortocircuito máxima.
- Tiempo de operación para el despeje de faltas.
- Valor de resistividad del suelo.

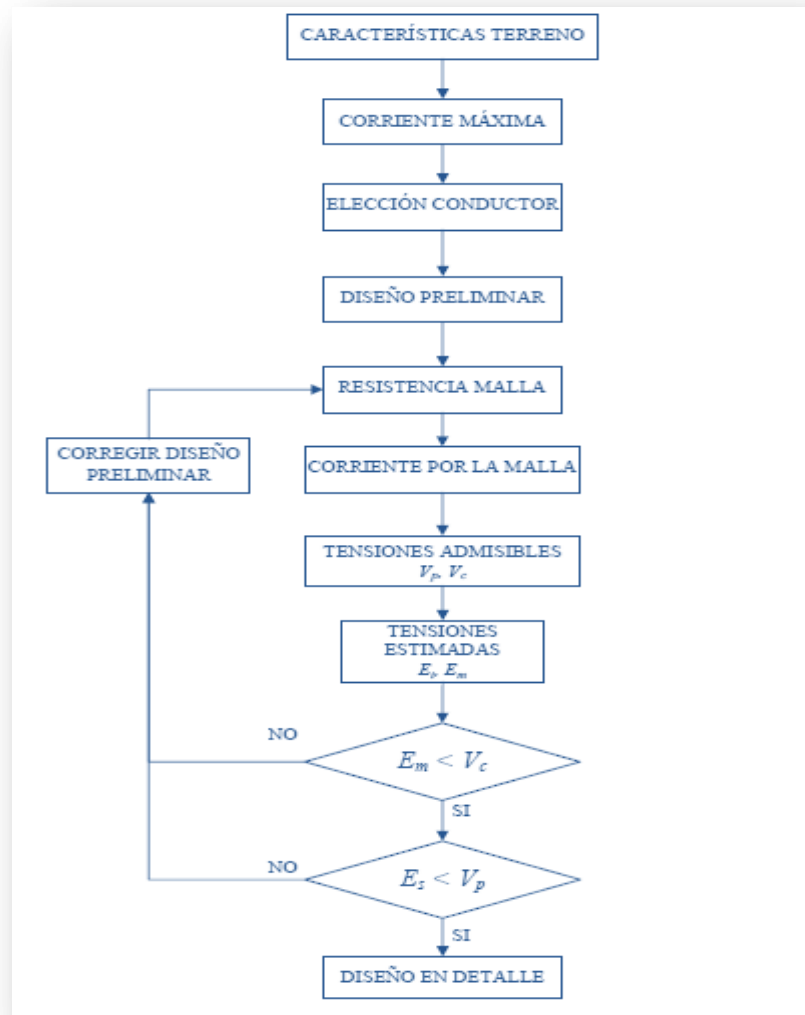


Figura 35. Diagrama de flujo para el diseño y cálculo de la malla de puesta a tierra

#### ***Potencia de cortocircuito máxima:***

La potencia de cortocircuito máxima, es determinante para establecer las corrientes de cortocircuito a tierra. Ya que el régimen de neutro del transformador de potencia está rígidamente puesto a tierra en 132 KV, podemos basarnos en la Figura 36, la cual representa las partes involucradas en la corriente total de defecto (red y transformador de potencia) teniendo en cuenta la disposición de los neutros: neutro local en 132 KV y neutro conectado a tierra en la red. Para ello hemos de tener en cuenta la potencia de cortocircuito de la red, ya que la aportación del

transformador en 132 KV retorna por el neutro del mismo y por tanto, solamente la red aporta corriente de defecto para el diseño de la malla [15] .

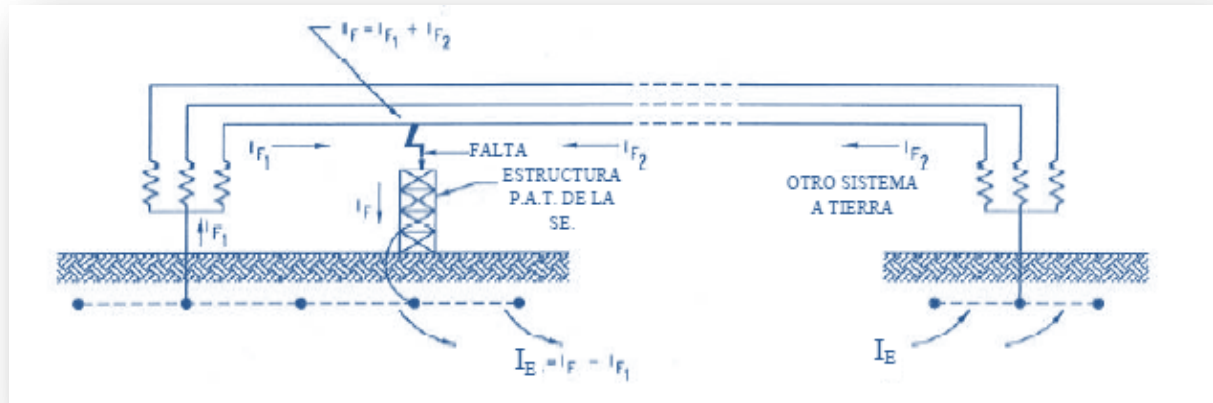


Figura 36. Aporte de corriente de cortocircuito a tierra

La potencia de cortocircuito máxima se obtiene del valor de potencia de cortocircuito de la red:

La potencia de cortocircuito de la red será de 280 MVA, valor que resulta de considerar dicha potencia como 20 veces la nominal del parque eólico (14 MW).

$$I_{cc,132KV} = I_f = \frac{280 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3} = 1224,68 \text{ A}$$

A dicha corriente hemos de aplicarle un *factor de ajuste de la corriente por asimetría*, ya que en los primeros instantes de cortocircuito la onda de corriente de defecto toma un carácter asimétrico y de valor superior. La onda de corriente asimétrica engloba el periodo subtransitorio, el transitorio y el estacionario, a parte de la componente de corriente continua. La componente de corriente continua variará en función del valor de la tensión en el momento exacto de la falta, por lo que, debido a que no sabemos en qué momento puede producirse el contacto, se considera la situación más desfavorable.

$$I_F = I_f \times D_f$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \times (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})}$$

Donde:

$I_F \rightarrow$  Valor efectivo de la corriente asimétrica (corriente simétrica de cortocircuito inicial (A).

$I_f \rightarrow$  Es el valor eficaz de la corriente simétrica permanente de falta en A.

$X'' \rightarrow$  Es la reactancia subtransitoria equivalente en el lugar de la falta, en  $\Omega$ .

$R \rightarrow$  Es la resistencia equivalente en el lugar de la falta, en  $\Omega$ .

$t_f \rightarrow$  Es el tiempo de duración de la falta.

$$T_a = \frac{X''}{R}$$

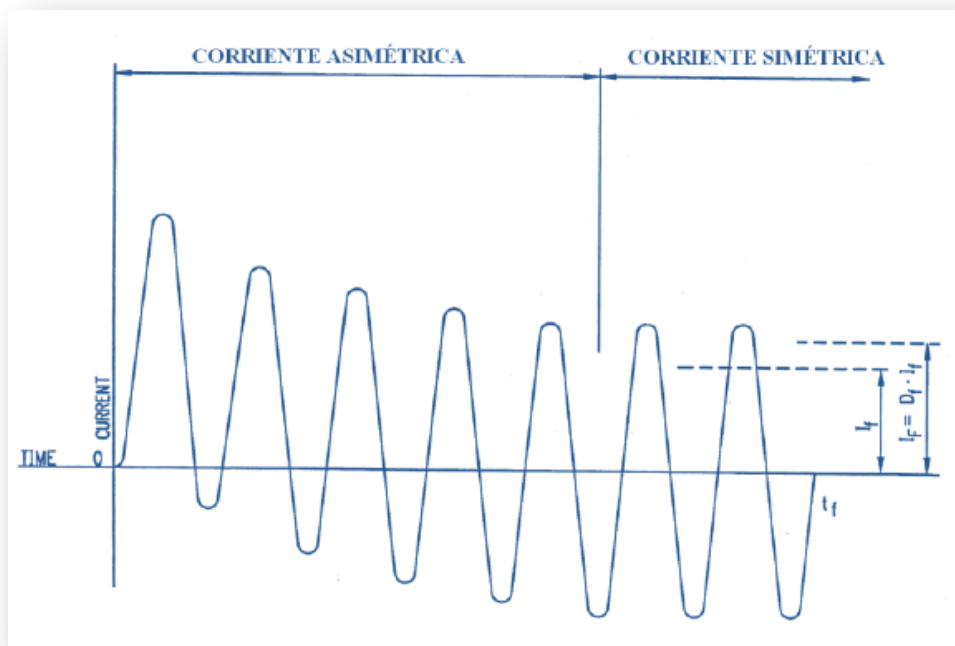


Figura 37. Forma de onda de cortocircuito en los primeros instantes

Debido al desconocimiento de la relación entre  $\frac{X''}{R}$  de la línea, estimaremos el valor de  $D_f \approx 1,72$ , obteniendo así el valor máximo de defecto:

$$I_F = 1,72 \times 1224,68 = 2106,45 \text{ A}$$

NOTA: tiempo de despeje de falta es de 0,5 s.

#### Valor de la resistividad del suelo

Debido a la situación de la subestación, el terreno de Valderredible posee una humedad relativa en el subsuelo bastante uniforme a lo largo del año [29] . Este factor supone una gran ventaja en cuanto a los cálculos de resistividad del terreno, ya que debido a su considerable humedad podremos suponer un suelo uniforme y unas resistividades relativamente bajas.



En Valderredible predomina el suelo de arena silíceo, cuya resistividad se indica en la Figura 38.

Naturaleza del terreno	Resistividad [ $\Omega \cdot m$ ]	
	Desde	Hasta
Terrenos pantanosos	1	30
Limo	20	100
Humus	10	150
Turba húmeda	5	100
Arcilla plástica	50	50
Margas y arcillas compactas	100	200
Margas del jurásico	30	40
Arena arcillosa	50	500
Arena silíceo	200	3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300	500
Suelo pedregoso desnudo	1500	3000
Calizas blandas	100	300
Calizas compactas	1000	5000
Calizas agrietadas	500	1000
Pizarras	50	300
Rocas de mica y cuarzo	800	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500	10000
Granitos y gres muy alterados	100	600
Hormigón	2000	3000
Balasto o grava	3000	5000

**Figura 38. Valores orientativos de resistividad**

De acuerdo con los datos de la Figura 38 y considerando que se trata de un suelo húmedo, los datos característicos de resistividad serán:

- Resistividad de la arena silíceo:  $\rho = 300 \Omega m$
- Resistividad de la capa superficial (grava):  $3000 \Omega m$

#### 7.5.4 Cálculo de la red de tierra MIE-RAT 13

Los cálculos de la red de tierra se han realizado de acuerdo con la Instrucción Técnica complementaria MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación y las recomendaciones del Comité de Distribución de UNESA.

En la Tabla 62 se plantean los datos de partida:



Tabla 62. Datos de partida de la red de puesta a tierra

Datos generales			
Frecuencia de la Red	50	Hz	
Temperatura ambiente	25	°C	
Tiempo de despeje	0,5	s	
Neutro rígidamente a tierra			
Datos del Terreno			
Espesor capa superficial	0,2	m	
Resistividad capa superficial	3000	$\Omega/\text{m}$	Grava ( $\rho_s$ )
Resistividad del subsuelo	300	$\Omega/\text{m}$	Arena silícea ( $\rho$ )
Datos Geométricos			
No existen picas	-	-	-
Profundidad de malla	0,6	m	(h)
Área de la malla	1600	$\text{m}^2$	(A)
Lado mayor de la malla	40	m	(( $L_{MM}$ ))
Lado menor de la malla	40	m	( $L_{Mm}$ )
Separación entre conductores	4	m	(D)
Longitud de perímetro	1600	m	( $L_p$ )
Longitud total de conductores	800	m	( $L_c$ )
Datos generales de las líneas			
Niveles de tensión	132/20	KV	
Nivel en el que se produce la falta	132	KV	

NOTA: De acuerdo al MIE-RAT 13, para instalaciones con reenganche automático no superior a 0,5 segundos, se tomará como tiempo de despeje de falta la suma de los tiempos parciales de mantenimiento de la corriente de defecto. Se ha tomado en este caso un valor de  $0,25\text{s} + 0,25\text{s} = 0,5\text{ s}$

Hemos de considerar que la corriente de defecto aportada por el transformador de potencia no se tendrá en cuenta para el cálculo del mallado de puesta a tierra debido a que dicha corriente regresa por el neutro conectado rígidamente a tierra y por lo tanto, solamente participará en la elevación del potencial de tierra la corriente de cortocircuito aportada por la red.



Considerando por tanto un cortocircuito en barras de 132 KV, el valor de defecto máximo es:

$$I_{cc,132KV} = I_f = \frac{280 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3} = 1224,68 \text{ A}$$

$$I_F = 1,72 \times 1224,68 = 2106,45 \text{ A}$$

A partir de este valor de defecto, se calcularán las tensiones de paso y contacto en la instalación.

La tensión de paso máxima admisible, en voltios, se define a continuación como:

$$V_{P_{MAX}} = \frac{10K}{t^n} \left(1 + \frac{6\rho_s}{1000}\right)$$

Donde K y n son coeficientes dependientes del tiempo de despeje de la falta, cuyos valores se muestran en la Tabla 63.

Tabla 63. Valores de K y n en base al tiempo de falta

Tiempo despeje falta Coeficientes	t<0.9 s	t>0.9 s
K	72	78.5
n	1	0.18

De acuerdo a dichos parámetros, la tensión de paso máxima admisible es la siguiente:

$$V_{P_{MAX}} = \frac{10 \times 72}{0,5^1} \left(1 + \frac{6 \times 3000}{1000}\right) = 27360 \text{ V}$$

La tensión de contacto máxima admisible viene representada por:

$$V_{C_{MAX}} = \frac{K}{t^n} \left(1 + \frac{1,5\rho_s}{1000}\right)$$

Obteniendo un valor de:

$$V_{C_{MAX}} = \frac{72}{0,5^1} \left(1 + \frac{1,5 \times 3000}{1000}\right) = 792 \text{ V}$$





El siguiente aspecto a considerar es la sección de los conductores de puesta a tierra. Dicha sección ha de ser tal que los calentamientos producidos no lleguen a valores de temperatura que deterioren sus características o aflojen los elementos desmontables.

El reglamento establece que para el dimensionado de la sección de la línea de tierra se considerará un defecto nunca inferior a un segundo. Teniendo en cuenta la duración de la falta y las características del cobre, la máxima densidad de corriente será de  $160 \text{ A/mm}^2$  para evitar calentamientos superiores a  $200^\circ\text{C}$ . La sección mínima del conductor será de  $25 \text{ mm}^2$  para garantizar unos requerimientos mínimos mecánicos y de corrosión [15][14].

Existe la posibilidad de elegir para el conductor de tierra cobre o acero, pero teniendo en cuenta que en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la fiabilidad y perdurabilidad, se instalarán conductores de cobre.

$$S = \frac{I_{cc}}{J_{max}} = \frac{2106,45}{160} = 13,16 \text{ mm}^2 = 25 \text{ mm}^2$$

Accediendo a la Tabla 64 de datos de conductores de cobre para mallas de tierra, la sección normalizada más próxima a esta es de:  $S = 26,7 \text{ mm}^2$

Tabla 64. Secciones de mallado de PAT

TABLA DE CABLES DESNUDOS CLASE B							
(Características eléctricas y mecánicas)							
CALIBRE		SECCION MM2	NUMERO DE HEBRAS	DIAMETRO		RESISTENCIA ELECTRICA 20°C OHM/KM	PESO APROX. KG./KM
				HEBRAS MM	CABLE MM		
14	AWG	2,08	7	0,615	1,84	8,6	18,88
12	AWG	3,31	7	0,766	2,33	5,4	30
10	AWG	5,26	7	0,978	2,93	3,4	47,7
9	AWG	6,63	7	1,1	3,3	2,7	60,1
8	AWG	8,37	7	1,23	3,69	2,14	75,9
6	AWG	13,3	7	1,56	4,68	1,35	121
5	AWG	16,8	7	1,75	5,25	1,08	152
4	AWG	21,2	7	1,96	5,88	0,846	193
3	AWG	26,7	7	2,2	6,6	0,672	242

Determinemos ahora la resistencia de tierra de acuerdo a la expresión siguiente:

$$R_{PAT} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L_c} + \frac{\rho}{l}$$



Donde:

$\rho \rightarrow$  Es la resistividad del suelo donde se integra la malla.

$L_c \rightarrow$  Es la longitud total de los conductores enterrados

$L \rightarrow$  Es la longitud de las picas, en cuyo caso será nula.

$r \rightarrow$  Es el radio de una circunferencia de superficie igual a la del mallado de tierra.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{1600}{\pi}} = 22,56 \text{ m}$$

$$R_{PAT} = \frac{300}{4 \times 22,56} + \frac{300}{800} = 3,699 \Omega$$

En el reglamento de RCE ITC MIE-RAT 13 no existen restricciones a cerca del valor máximo de la resistencia de puesta a tierra.

### 7.5.5 Comprobación de los resultados

Basándonos en el Reglamento, se comprobarán que las tensiones de paso y contacto que aparecen en la puesta a tierra de la subestación no superan los valores máximos admisibles.

De acuerdo a las recomendaciones UNESA, la tensión de paso en el interior del recinto de la subestación viene reflejada por la siguiente expresión:

$$V_{PASO} = 0,366 \times \rho \times i \times \log \left( \frac{\left(\frac{D}{2}\right)^2 + h^2}{h^2} \right)$$

Donde:

$\rho \rightarrow$  Es la resistividad del suelo a la altura de la malla.

$D \rightarrow$  es la longitud del lado de cuadrícula de la malla

$h \rightarrow$  la profundidad de la instalación de la malla.

$i \rightarrow$  es la densidad lineal de corriente a lo largo de la longitud total de malla de puesta a tierra considerando picas si las hubiera.

$$i = \frac{i_{cc}}{L_c + l} = \frac{2106,45}{800} = 2,633 \text{ A/m}$$

Por lo que, la tensión de paso será:

$$V_{PASO} = 0,366 \times 300 \times 2,633 \times \log \left( \frac{\left(\frac{4}{2}\right)^2 + 0,6^2}{0,6^2} \right) = 721 \text{ V}$$



La tensión de contacto viene reflejada por la siguiente expresión:

$$V_{CONTACTO} = 0,366 \times \rho \times i \times \log \left( \frac{(D^2 + 4 \times h^2)^{\frac{3}{2}}}{16 \times d \times h \times D} \right)$$

Donde:

$D \rightarrow$  Es el diámetro de los conductores de puesta a tierra en metros (0,00583 m)

$$V_{CONTACTO} = 0,366 \times 300 \times 2,633 \times \log \left( \frac{(4^2 + 4 \times 0,6^2)^{\frac{3}{2}}}{16 \times 0,00583 \times 0,6 \times 4} \right) = 726,3 \text{ V}$$

Finalmente, hemos de considerar las tensiones de paso en el perímetro exterior de la subestación, definida según recomendaciones UNESA como:

$$V_{PASO-EXT} = \frac{0,16 \times \rho \times i}{D_E}$$

$$V_{PASO-EXT} = \frac{0,16 \times 300 \times 2,633}{0,6} = 210,64 \text{ V}$$

De acuerdo al MIE-RAT 13, considerando los parámetros preestablecidos que configuran la malla de puesta a tierra, podemos concluir en la Tabla 65 que en la subestación de Valderredible se cumple con las condiciones que el Reglamento exige en cuanto a la seguridad para las personas y la instalación.

**Tabla 65. Tensiones de paso y contacto.**

	Máximo admisible	Valor obtenido	Comprobación
Tensión de paso interior	27360 V	721 V	$U_{PMAX} > U_{PASO}$
Tensión de paso exterior		210,64 V	$U_{PMAX} > U_{PASO-EXT}$
Tensión de contacto	792 V	726,3 V	$U_{CMAX} > U_{CONTACTO}$

Características del mallado de puesta a tierra:

**Tabla 66. Características del mallado de tierra**

Malla Rectangular sin picas		
Conductores	Sección	26,7 mm <sup>2</sup>
	Nº Alambres (Cu)	20
	Diámetro exterior	6,6 mm
	Peso	242 Kg/Km
	Resistencia (20 °C)	0,672 Ω/Km
Profundidad de las rejillas		0,6 m



Área de la malla	1600 m <sup>2</sup>
Distancia entre conductores	4 m
Perímetro	160 m
Longitud total de conductores	800 m
Resistencia de puesta a tierra	3,7 $\Omega$



## 8 PRESUPUESTO

Para la realización del presente presupuesto se ha recurrido a los precios de sus respectivos fabricantes, o bien tomando como referencia los datos de precios de otros proyectos similares o mediante una aproximación lo más exacta posible.

Tabla 67. Presupuesto del Proyecto

DESCRIPCIÓN	CANT.	Ud.	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
<b>1. Trámites, permisos y servicios, dirección de obra, supervisión de obra.</b>				
Realización de los Proyectos Oficiales y Constructivos	1	Ud.	40.000,00	40.000,00
Resolución de todos los trámites y permisos necesarios	1	Ud.	36.000,00	36.000,00
<b>Total 1</b>				76.000,00
<b>2. Terrenos</b>				
Gestión de la compra de los terrenos y adquisición de los mismos	1	Ud.	20.000,00	20.000,00
<b>Total 2</b>				20.000,00
<b>3. Obra Civil</b>				
Movimientos de tierra	1	Ud.	101.684,65	101.684,65
Hormigones	1	Ud.	24.763,59	24.763,59
Aceros	1	Ud.	8.194,90	8.194,90
Encofrados	1	Ud.	2.758,39	2.758,39
Red de cables	1	Ud.	79.502	79.502
Edificio prefabricado	1	Ud.	84.328,17	84.328,17
Abastecimiento de agua	1	Ud.	608,97	608,97
Red Saneamiento y drenajes	1	Ud.	8.985,52	8.985,52
Cerramiento	1	Ud.	14.532,15	14.532,15
<b>Total 3</b>				325.358,34
<b>4. Montajes, transportes y varios</b>				
5 % del total de la obra eléctrica	1	Ud.		46.589,85
<b>Total 4</b>				46.589,85
<b>5. Parque de 132 KV</b>				
<b>Interrupor automático tripolar de SF6</b>				
Intemperie, 145 KV, 2500 (ABB tipo LTB145DI/B)	3	Uds.	27.796,81	83.390,43
Seccionador Tripolar de 145 KV de intemperie, 1250 A con cuchillas de puesta a tierra	6	Uds.	5.495,00	32.970,00



<b>(Areva tipo SG3C)</b>				
<b>Seccionador Tripolar de 145 KV de intemperie, 1250 A sin</b>				
<b>cuchillas de puesta a tierra</b>	4	Uds.	3.495,00	13.980,00
<b>(Areva tipo SG3C)</b>				
<b>Transformador de intensidad tipo CH-145 relación 200-400-800/5-5-5 A, 15 VA cl. 0,2s, 30 VA cl. 0,5, 3x(30 VA 5P20)</b>	4	Uds.	3.907,00	15.628,00
<b>Transformador de tensión monofásico Artechte tipo UTE-145, relación 132/0,110/0,110</b>	12	Uds.	4.207,00	50.484,00
<b>50VA cl. 0,2s/50VA cl. 0,5-3P</b>				
<b>Descargadores</b>	6	Uds.	2.104,00	12.624,00
<b>Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores, estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.), protecciones, mando, control y comunicaciones.</b>	1	Ud.	101.980,00	101.980,00
<b>Total 5</b>				311.056,43
<b>6. Parque de 20 KV</b>				
<b>Interruptor automático tripolar de SF6</b>				
<b>Intemperie, 24 KV, 1600 A</b>	4	Uds.	6.949,2	27.796,8
<b>(Siemens tipo 3AF0143)</b>				
<b>Seccionador Tripolar Giratorio de 24 KV de intemperie, 1250 A</b>				
<b>con cuchillas de puesta a tierra</b>	4	Uds.	2.198,00	8.792,00
<b>(Electrotaz DIALT/24)</b>				
<b>Seccionador Tripolar Giratorio de 24 KV de intemperie, 1250 A</b>				
<b>sin cuchillas de puesta a tierra</b>	8	Uds.	1.699,25	13.594,00
<b>(Electrotaz DIALT/24)</b>				
<b>Transformador de intensidad tipo CXE-24 relación 1000-2000/5-5-5 A, 15 VA cl. 0,2s, 2x(20 VA 5P20)</b>	4	Uds.	2013,00	8.052,00
<b>Transformador de tensión monofásico Artechte tipo UZK-24, relación 20/0,110/0,110</b>	12	Uds.	2.103,00	25.236,00
<b>50VA cl. 0,2s/50VA 3P</b>				
<b>Transformador de SS.AA. 20/0,4 KV 630 KVA Dyn11 de Schneider</b>	2	Ud.	16.907,00	33.814,00
<b>Descargadores</b>	6	Uds.	1240,00	7.440,00
<b>Elementos auxiliares (embarrados, cadena de aisladores,</b>	1	Ud.	25.487,32	25.487,32



estructura metálica, cajas de centralización, grapas de conexión y soldaduras, etc.), protecciones, mando, control y comunicaciones.				
Total 6			150.212,12	
7. Cables puentes en 20 KV y 132 KV				
Cables de potencia y control, ternas de terminales enchufables y montaje cable y ejecución de terminales.	1	Ud.	87.574,0	87.574,00
Total 7			87.574,00	
8. Transformador de potencia				
Transformador 20/132 KV de 25 MVA. Montaje, suministro, ensayos en fábrica y campo y conexión de terminales	1	Uds.	133.175,00	133.175,00
Total 8			133.175,00	
9. Instalaciones Auxiliares				
Cable RHZ1-20L (S) 12/20 KV Al lx95. Conexión.				
Transformadores de SSAA 20/0,4 KV	2	Uds.	16.907,00	33.814,00
Cuadro de SSAA para subestación de 20 KV con conexión de grupo electrógeno	1	Ud.	35.840,00	35.840,00
Batería 125 Vcc	1	Ud.	14.752,00	14.752,00
Batería 48 Vcc	1	Ud.	8.000,00	8.000,00
Grupo electrógeno 200 KVA	1	Ud.	28.309,80	28.309,80
Armario de medida	1	Ud.	5.500,00	5.500,00
Montaje	1	Ud.	115.000,00	115.000,00
Total 9			241.215,80	
10. Sistema de Puesta a Tierra. RCE MIE – RAT 13				
Registro rectangular de poliéster AC-RP 60 (KLK)	3	Uds.	1.720,00	5.160,00
Caja unipolar de puesta a tierra				
Conductor de cobre desnudo 26,7 mm <sup>2</sup> 20 Alambres. 0,242 Kg/m	193,6	Kg.	3,87	749,23
Tirada de cable	800	m.	0,23	184,00
Soldadura Aluminotérmica				
Molde para conexión en T para conductor de Cu de 26,7 mm <sup>2</sup> KLK SOLDAL CC-TH/C150	2	Uds.	83,90	167,80
Molde para conexión en cruz para conductor de Cu 26,7 mm <sup>2</sup> KLK SOLDAL CC-XS/2Xc150	4	Uds.	149,8	898,80
Cartucho y disco KLK-SOLDAL C90	150	Uds.	3,94	591,00



<b>Equipos varios (Pistola de ignición, tenazas soporte TSC, Cepillo metálico y brocha, rascador de moldes...)</b>	2	Uds.	47,35	94,70
<b>Masilla de sellado</b>	6	Kg.	20	120,00
<b>Mano de obra de las soldaduras</b>	100	Uds.	6	600,00
<b>Total 10</b>				8.565,53
<b>11. Seguridad Industrial</b>				
<b>Sistemas de protección pasiva contra el fuego</b>	1	Ud.	28.435,87	28.435,87
<b>Sistema de protección activa contra el fuego</b>	1	Ud.	47.532,17	47.532,17
<b>Total 11</b>				75.971,04
<b>12. Recepción Técnica</b>				
<b>Pruebas de recepción de la instalación</b>	1	Ud.	1.500,00	1.500,00
<b>Carga de ajustes y pruebas en equipos de protección y de telecontrol</b>	1	Ud.	2.500,00	2.500,00
<b>Pruebas funcionales globales en baja tensión de toda la instalación</b>	1	Ud.	1.500,00	1.500,00
<b>Total 12</b>				5.500,00
<b>13. Coordinación de seguridad y salud</b>				
<b>Estudio de seguridad y salud</b>	1	Ud.	12.283,38	12.283,38
<b>Total 13</b>				12.283,38
<b>TOTAL</b>				
<b><u>1.493.501,49 €</u></b>				

El presupuesto total de este proyecto asciende a la cantidad de:

UN MILLÓN CUATROCIENTOS NOVENTA Y TRES MIL QUINIENTOS UNO CON CUARENTA Y NUVE EUROS.

Leganés a 30 de Junio de 2011

El ingeniero proyectista

Fdo. Francisco José Guzmán Lobato



## 9 ANEXO 1. Conductor subterráneo.

### CABLES TIPO EPROTENAX COMPACT (aislamiento de HEPR)

#### CABLES AISLADOS CON ETILENO PROPILENO HEPR, EPROTENAX COMPACT:

Se trata de un material que resiste perfectamente la acción de la humedad y además posee la estructura de una goma. Es un cable idóneo para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, incluso por debajo del nivel freático.

Debido a su reducido diámetro y a la mejor manejabilidad de la goma HEPR, es un cable adecuado para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso.

La conjunción entre la alta tecnología empleada en la elaboración de los cables de Alta Tensión y la larga experiencia de Prysmian Cables y Sistemas en la formulación de mezclas especiales de EPR han permitido la creación de un aislamiento a base de etileno-propileno de alto módulo HEPR capaz de trabajar a un alto gradiente (lo que significa menores espesores de aislamiento) y, además, no sólo mantener todas las cualidades inherentes a los tradicionales aislamientos de EPR, sino superarlas. Al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir **más potencia** que cualquier otro cable actual de la misma sección. Además, sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar.

Diferencias de los cables EPROTENAX COMPACT frente a los cables VOLTALENE:

- **Mayor intensidad admisible a igualdad de sección**, por incremento de la temperatura de servicio de 90 °C a 105 °C.

Intensidades de corriente* (A)	Sección (mm <sup>2</sup> )							
	70	95	120	150	185	240	300	400
AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV	180	215	245	275	315	365	410	470
AL VOLTALENE H 12/20 kV	170	205	235	260	295	345	390	445

\* Instalación directamente enterrada a un metro de profundidad, temperatura máxima del suelo 25 °C, resistividad térmica del terreno 1,5 K m/W para tensiones de 12/20 a 18/30 kV. Cable de aluminio unipolar no armado.

- **Menor diámetro exterior del cable**, por incremento del gradiente de trabajo, reducción del espesor de aislamiento y por su posible reducción de su sección del conductor.
- **Mayor facilidad de instalación**, por su mayor flexibilidad y menor radio de curvatura.
- **Menor coste de la línea eléctrica.**



## media tensión

## cables tipo eprotenax compact

## CABLES TIPO EPROTENAX COMPACT

## DESIGNACIÓN DE LOS CABLES EPROTENAX COMPACT

Para facilitar la comprensión del modo de designación de los cables EPROTENAX COMPACT se tomará un ejemplo:

AL	EPROTENAX	H	COMPACT	1 x 240/16	mm <sup>2</sup>	12/20	kV
Las siglas AL denotan que el conductor es de aluminio, si no se indica nada, se entiende que el conductor es de cobre.	Es el nombre comercial del cable, e indica que el cable está aislado con goma etileno-propileno.	Cable apantallado	COMPACT indica que el aislamiento es etileno-propileno de alto gradiente (HEPR). La cubierta es tipo VEMEX, (o PVC en el caso de cables armados).	La cifra 1 ó 3 denota que el cable es unipolar o tripolar. 240 indica la sección del conductor en mm <sup>2</sup> . 16 indica la sección de la pantalla en mm <sup>2</sup> .		Tensión nominal 12 kV entre conductor (fase) y pantalla y 20 kV entre conductores (fases). La tensión más elevada entre fases es superior (ver tabla de la página 10).	

Otros ejemplos:

- Cable EPROTENAX H COMPACT 1 x 150/16 mm<sup>2</sup> 12/20 kV.  
Cable unipolar, con conductor de cobre de 150 mm<sup>2</sup> de sección, aislado con HEPR, apantallado, con alambres de cobre de sección total 16 mm<sup>2</sup>, no armado, para una tensión nominal de 12/20 kV y con cubierta exterior VEMEX.
- Cable AL EPROTENAX HFA COMPACT 1 x 300/16 mm<sup>2</sup> 6/10 kV.  
Cable unipolar, con un conductor de aluminio de 300 mm<sup>2</sup> de sección, aislado con HEPR, apantallado con una corona de hilos de cobre con una sección total de 16 mm<sup>2</sup>, armado con flejes de aluminio, para una tensión nominal de 6/10 kV y con cubierta exterior de PVC (propia de cables armados).
- Cable AL EPROTENAX FA COMPACT 1 x 150 mm<sup>2</sup> 1,8/3 kV.  
Cable unipolar, con un conductor de aluminio de 150 mm<sup>2</sup> de sección, aislado con HEPR, sin pantalla, armado con flejes de aluminio, para una tensión nominal de 1,8/3 kV y con cubierta exterior de PVC (propia de cables armados).



## EQUIVALENCIAS ENTRE DESIGNACIONES PRYSMIAN PARA CABLES EPROTENAX COMPACT Y DESIGNACIONES UNE

EPROTENAX COMPACT	FORMACIÓN	PANTALLA	ARMADURA	DENOMINACIÓN UNE	
				CAMPO NO RADIAL (1)	CAMPO RADIAL
H	Unipolar	Sí	No	—	HEPRZ1
	Tripolar	Individual sobre cada fase	No		
FA <sup>1</sup>	Unipolar	No	Flejes aluminio	No existe actualmente designación UNE para estos cables. Se recomienda designarlos según lo explicado en la página anterior (página 41).	
F <sup>1</sup>	Tripolar	No	Flejes acero		
HFA	Unipolar	Sí	Flejes aluminio		
HF	Tripolar	Sí	Flejes acero		
MA <sup>1</sup>	Unipolar	No	Alambres de aluminio <sup>2</sup>		
M <sup>1</sup>	Tripolar	No	Alambres de acero		
HMA	Unipolar	Sí	Alambres de aluminio <sup>2</sup>		
HM	Tripolar	Sí	Alambres de acero		
p <sup>1</sup>	Unipolar o Tripolar	Con tubo de plomo			
HP <sup>3</sup>		Con tubo de plomo y apantallado individual			
O <sup>1</sup>		Con pantalla conjunta			

(1) Sólo para cables de 1,8/3 kV y 3,6/6 kV de tensión nominal.

(2) La armadura MA sólo debe utilizarse en casos absolutamente necesarios ya que al tratarse de una armadura de una sección considerable de aluminio, se puede inducir unas corrientes de circulación a tierra nada despreciables. Esto puede motivar que la intensidad de corriente admisible por el conductor de fase se vea minorada sobre todo en el caso de que los cables unipolares estén separados entre sí. Ver tablas de intensidades admisibles.

3) Para tensiones superiores a 3,6/6 kV.

Todos los cables deben disponer de una protección metálica que los envuelva, bien sea al menos una pantalla o una armadura. Requisito exigido en la Norma IEC 60502 para los cables de tensión nominal superior a 1000 V.

Las secciones mínimas que figuran en el presente catálogo son las normalizadas por IEC.

Conviene tener presente que los valores que se indican en las referidas tablas no deben entenderse como exactos, sino solamente a título informativo. Son susceptibles de variación sin previo aviso.



## TABLAS DE DATOS TÉCNICOS DE CABLES EPROTENAX COMPACT

TABLA I

Características mecánicas, físicas y químicas mínimas de la goma etileno propileno de alto módulo (HEPR), según prescripciones de la norma IEC 60502 y UNE-HD 620-9E.

Características	Unidad	HEPR
<b>Mecánicas</b>		
Valores en estado inicial:		
- Carga rotura mínima	N/cm <sup>2</sup>	850
- Alargamiento mínimo	%	200
- Módulo elástico mínimo al 150% de alargamiento	N/cm <sup>2</sup>	450
Después de envejecimiento en estufa de aire:		
- Tratamiento:		
Temperatura	°C	150
Duración	h	168
Variación del valor inicial admitido:		
- Carga de rotura	%	± 30
- Alargamiento	%	± 30
<b>Físicas</b>		
a) Absorción de agua:		
- Método ponderal:		
Temperatura	°C	100
Duración	h	24
- Variación de masa admitida	mg/cm <sup>2</sup>	3
b) Ensayo de resistencia al ozono:		
- Concentración de ozono, en volumen	%	0,025 a 0,030
- Duración del ensayo sin aparición de grietas	h	30
<b>Químicas</b>		
Comprobación de la reticulación:		
- Tratamiento:		
Temperatura	°C	200
Tiempo bajo carga	mín.	15
Esfuerzo mecánico	N/cm <sup>2</sup>	20
- Alargamiento máximo bajo carga	%	175
- Alargamiento permanente máximo después del enfriamiento	%	15

Los ensayos para la comprobación de estas características se realizan según la Norma UNE EN 60811.



Características de las cubiertas PVC de los cables EPROTENAX COMPACT.

Características	Unidades	Cubierta PVC	Cubierta VEMEX (habitual)
<b>Mecánicas</b>			
a) Sin envejecimiento			
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	12.50	15
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	150	500
b) Después de envejecimiento			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100	110 ± 2
Duración	h	168	336
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	-	-
- Variación	%	25	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	-	300
- Variación	%	± 25	-
c) Después de envejecimiento a cable completo			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100 ± 2	100 ± 2
Duración	h	168	168
- Resistencia mínima a la tracción	N/mm <sup>2</sup>	-	-
- Variación	%	± 25	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	-	300
- Variación	%	± 25	-
<b>Físico-Químicas</b>			
a) Pérdida de masa			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	100	100 ± 2
Duración	h	168	168
- Pérdida máxima:	mg/cm <sup>2</sup>	1.5	0.5
b) Presión a temperatura elevada			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	90	115 ± 2
Duración	h	6	6
Coefficiente k	-	0.7	0.7
- Profundidad máxima de la huella	%	50	50
c) Comportamiento a baja temperatura:			
Tratamiento: Temperatura	°C	-15	-30 ± 2
Tipo de muestra: Halterio	-	-	-
- Alargamiento mínimo a la rotura	%	20	20
d) Resistencia al desgarro (con corte)			
Tratamiento: Temperatura	°C	20 ± 5	20 ± 5
- Resistencia mínima	N/mm <sup>2</sup>	10	24
e) Contracción a cable completo			
Tratamiento:			
Temperatura	°C		80 ± 2
Duración	h		5x5
- Contracción máxima	%		7
f) Resistencia a la abrasión			
Tratamiento:			
Temperatura	°C		20 ± 5
Masa aplicada	kg		36
Velocidad	m/s		0.3 ± 15%
- Mínimo número de desplazamientos	-		8
g) Absorción de agua (método gravimétrico)			
Tratamiento:			
Temperatura	°C	85 ± 2	85 ± 2
Duración	h	336	336
- Variación máxima de masa	mg/cm <sup>2</sup>	5	0.5
h) Contenido en metales pesados	%	>1	<0.5 (*)
- Contenido en plomo			
i) Emisión de gases ácidos (corrosividad)			
- Valor mínimo de pH	pH	3	4.3
- Valor máximo de la conductividad	µS/mm	100	10
j) Pérdida de las características mecánicas debido a la exposición a la intemperie			
- Variación máxima de la resistencia a la tracción.	%	25	15
- Variación máxima del alargamiento	%	25	15

Las características de la cubierta normal corresponden al tipo de mezcla ST2 (PVC) especificado en la Norma IEC 60502.

Las características de la cubierta VEMEX corresponden al tipo de mezcla de poliolefina especificado en la UNE HD 620. Los ensayos para la comprobación de estas características se realizan según la Norma UNE 60811.

(\*) El compuesto utilizado para la cubierta Z1 (VEMEX), no contiene hidrocarburos volátiles ni halógenos, ni metales pesados (excepto una mínima cantidad de Pb en caso de cubiertas con coloración roja).



### TENSIÓN NOMINAL DEL CABLE

La Tensión nominal del cable debe ser apropiada para las condiciones de operación de la red en la que el cable va a ser instalado. Para facilitar la selección del cable las redes de sistemas trifásicos se clasifican en tres categorías:

#### CATEGORÍA A:

Esta categoría comprende aquellos sistemas en los que el conductor de cualquier fase que pueda entrar en contacto con tierra, o con un conductor de tierra, es desconectado del sistema en un tiempo inferior a un minuto.

#### CATEGORÍA B:

Comprende las redes que, en caso de defecto, solo funcionan con una fase a tierra durante un tiempo limitado. Este período, para los cables que nos ocupan, suele ser de una hora y no debe superar en ningún caso las ocho horas. Además la duración total de defectos a tierra durante un año no será superior a 125 horas.

(Los esfuerzos suplementarios soportados por el aislamiento de los cables durante la duración del defecto, reducen la vida de estos. Si se prevé que una red va a funcionar frecuentemente con un defecto permanente, puede ser económico clasificar dicha red dentro de la categoría C).

#### CATEGORÍA C:

Comprende todas las redes no incluidas en las categorías A y B.

Para la elección de la tensión nominal del cable se utilizará la tabla siguiente, que está basada en la norma UNE 211435.

Para ello se considerará, en primer lugar, cual es la tensión más elevada de la red ( $U_m$ ), es decir, cual es la tensión máxima a que puede quedar sometido el cable durante un período relativamente largo, excluyendo los regímenes transitorios tales como los originados por maniobras, etc. Después se determina cual es la categoría de la red, según los criterios indicados anteriormente. Con estos datos la tabla muestra la tensión nominal del cable a utilizar.

Como puede observarse, la elección de la tensión nominal de un cable se efectúa en relación con la duración máxima del eventual funcionamiento con una fase a tierra, prescindiendo de que el sistema sea con neutro a tierra o con neutro aislado.

Red sistema trifásico			Cable a utilizar Tensión nominal del cable $U_o/U$ (kV)
Tensión nominal $U$ (kV)	Tensión más elevada de la red $U_m$ (kV)	Categoría de la red	
3	3.6	A-B	1.8/3
		C	3.6/6
6	7.2	A-B	6/10
		C	8.7/15
10	12	A-B	12/20
		C	15/25
15	17.5	A-B	18/30
		C	26/45
20	24	A-B	
		C	
25	30	A-B	
		C	
30	36	A-B	
		C	





## 10 ANEXO 2. Soldadura Aluminotérmica.

### SOLDADURA ALUMINOTÉRMICA

#### Procedimiento

El procedimiento de este tipo de soldaduras aprovecha la alta temperatura que se desarrolla en la reacción provocada por la reducción del óxido de cobre por el aluminio. La reacción tiene lugar en el interior de un molde-crisol de grafito, en el que previamente se han introducido las piezas a soldar; el metal resultante de la reacción aluminotérmica, en estado de fusión, fluye sobre ellas, fundiéndolas y formando una masa compacta y homogénea.

La reacción es muy rápida y por tanto las piezas a soldar adquieren, en la zona que rodea al punto de soldadura, una temperatura muy inferior a la que se obtiene empleando los procedimientos habituales, factor muy importante cuando se trata de proteger el aislamiento del cable o las características físicas de los materiales a soldar.

#### Conexión

La conexión es una soldadura molecular y no un mero contacto mecánico. La aleación utilizada tiene una temperatura de fusión prácticamente igual a la del cobre y posee, generalmente, una sección aproximadamente el doble que la de los conductores a soldar, por lo que:

- Las sobrecargas o intensidades de cortocircuito no afectan a la conexión y los ensayos han demostrado que los conductores funden antes que la soldadura.
- La conductividad de la conexión es, al menos, igual o superior a la de los conductores unidos.
- No existe probabilidad de corrosión galvánica, puesto que los conductores quedan integrados en la propia conexión.

#### Molde

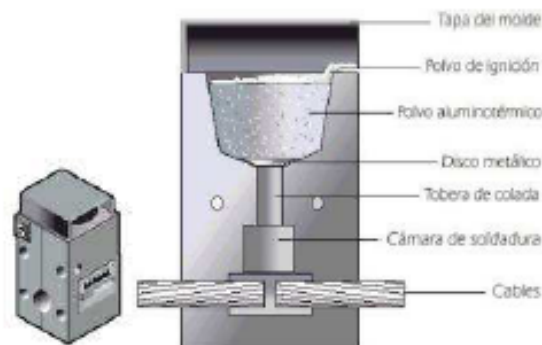
Los moldes se mecanizan a partir de un bloque de material refractado (grafito). Su duración media, en condiciones normales de utilización es de 70-100 soldaduras. Una tapa metálica protege de las proyecciones en el momento de la ignición.

Para el presupuesto se ha estimado que la utilización de este molde será de unas 85 soldaduras de media.

El molde dependerá de la sección de los conductores.

Para el sistema de puesta a tierra según *MIE-RAT 13*, tendremos conductor de Cu 120 mm<sup>2</sup>, por lo que elegiremos molde KLK-SOLDAL CC-TH/C150 para las conexiones en "T" y KLK-SOLDAL CC-XS/2xC150 para conexiones en cruz.

Para el sistema de puesta a tierra según *IEEE Std. 80*, tendremos conductor de Cu 95 mm<sup>2</sup>, por lo que elegiremos molde KLK-SOLDAL CC-TH/C115 para las conexiones en "T" y KLK-SOLDAL CC-XS/C250 para las conexiones en cruz.



▲ Figura 26. Molde soldadura aluminotérmica (ejemplo KLK-SOLDAL)

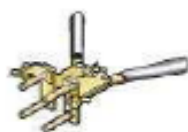
#### Cartucho y disco

Envase de plástico que contiene la carga aluminotérmica en un lado y el polvo de ignición en el otro. El disco se utiliza para obturar la tobera antes de depositar la carga.

El tipo de cartucho será la misma para ambas puestas a tierra (*RAT 13* Y *IEEE 80*), la KLK-SOLDAL C90

#### Equipo necesario

Aparte de los ya descritos como los moldes, los cartuchos y los discos, necesitamos:



Tenazas soporte (TSC), diseñadas para manejar los moldes con total seguridad, permitiendo su apertura y cierre cuando el molde está caliente.

- Pistola de ignición, que se utiliza para el encendido del polvo de ignición.



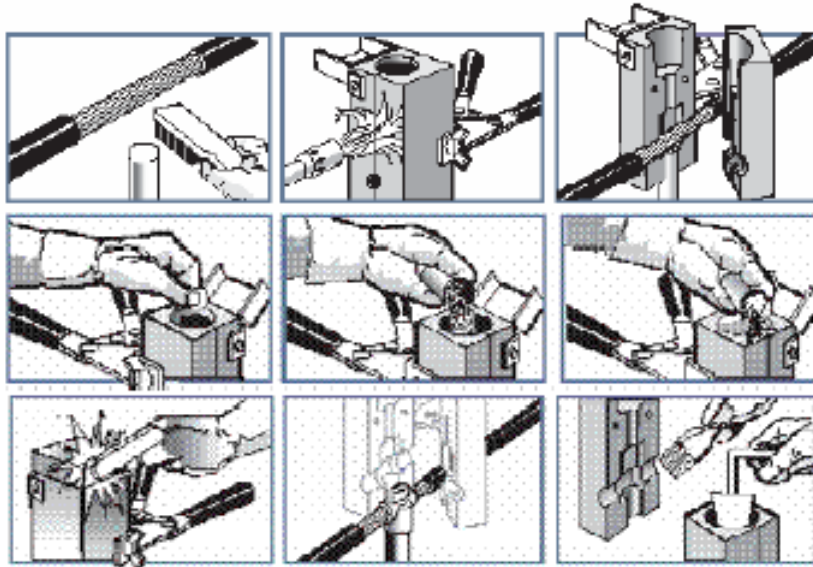
- Cepillo metálico y brocha, para la limpieza de los cables a soldar y el interior del molde respectivamente.



- Rascador de moldes, para la limpieza de la tobera de carga del molde.





Proceso de la soldadura aluminotérmica

▲ Figura 27. Proceso de la soldadura aluminotérmica

Tal y como se muestra en las viñetas de la *figura 27* el procedimiento es el siguiente.

1. Utilizando la carda (cepillo metálico), cepillar las partes metálicas a soldar para eliminar todo el óxido o suciedad.
2. Antes de realizar la primera soldadura, es imprescindible precalentar el molde (a no ser que ya esté caliente de una soldadura anterior). De esta forma, se eliminará la humedad del molde y se evitara soldaduras porosas.
3. Abrir el molde, separando los mangos de la tenaza.
4. Cerrar la tenaza del molde, y bloquearla en dicha posición, para evitar fugas de metal fundido durante la soldadura. Colocar el disco metálico, con la parte cónica hacia abajo, en el fondo de la tolva, para obturar el orificio de colada.
5. Vaciar el polvo de soldadura (la carga aluminotérmica) en la tova del molde.
6. Vaciar el polvo de ignición sobre el de soldadura y en el borde del molde, bajo la abertura de la tapa, para facilitar su ignición.
7. Cerrar la tapa del molde. Aplicar la pistola lateralmente, sobre el polvo de ignición, y accionarla para conseguir el encendido.
8. Esperar un minuto antes de abrir la tenaza del molde. Durante esta operación, hay que tener cuidado con no dañar el molde.
9. Por último, eliminar la escoria de la tolva, el orificio de colada y la tapa de molde con el rascador de moldes. Limpiar los restos de suciedad de la cámara de soldadura con una brocha.

# 11 ANEXO 3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

## DESCARGADOR DB 18/10 (24 KV)

### DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES



DB

DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES DE ZnO  
ZnO Surge Arresters

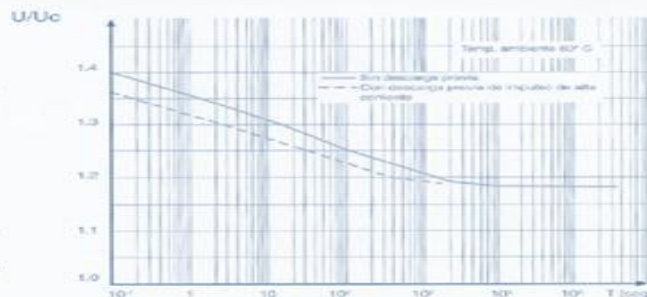
Modelo: DB Porcelana

- IRAM 2472, 2211, 2215 e IEC 99-4
- Tensiones nominales 3-36 kVef
- Corrientes nominales de descarga: 5/10 kAc
- Frecuencia nominal: 50/60 Hz
- Altura máxima de instalación: 2000 m.
- Corrientes de impulso resistidas: Withstand impulse currents Con onda 8/20  $\mu$ s : 5/10 kAc
- Con onda 1000  $\mu$ s 100/250
- Con onda 4/10  $\mu$ s.: 65/100 kAc

La característica más importante de un descargador para la correcta elección de su modelo es la TENSION DE OPERACION PERMANENTE - Uc - (Máxima de aplicación continua sin falla). Elegido tentativamente un modelo caracterizado por su Uc se debe:

- 1) Evaluar la tensión máxima U de 50/60 Hz en condiciones anormales de servicio a la que pueda quedar sometido el descargador.
- 2) Evaluar la duración máxima Tl de esta anomalía.
- 3) Determinar con la fig. 1 el periodo de tiempo máximo T que puede soportar el modelo elegido, a la tensión máxima U.

Si T resultara menor o igual que Tl se deberá elegir otro modelo de descargador de mayor Uc. Confirmar el modelo elegido mediante la determinación de los márgenes de protección frente a ondas de impulso entre el descargador y la aislación del equipo a proteger.



In 10 kA	Tensión Nominal	Tensión Operación Permanente	Tensiones residuales máximas frente a impulso de corriente:					Tensiones resistidas envoltura aislante de porcelana	
			Maniobra	Atmosféricos					
				30/50 $\mu$ s 500 Ac kVc	8/20 $\mu$ s		1/10 $\mu$ s	60 Hz Bajo lluvia kVef	Impulso En seco kVc
Modelo	Ur kVef	Uc kVef	5 kAc kVc	10 kAc kVc	20 kAc kVc	10 kAc kVc			
DB 3/10	3	2.55	7.95	9.80	10.5	12.0	12.2	30	55
DB 6/10	6	5.10	15.8	19.4	21.1	23.8	24.3	50	90
DB 9/10	9	7.65	23.8	29.2	31.7	35.6	36.5	50	90
DB 10/10	10	8.50	26.4	32.4	35.2	39.8	40.5	65	120
DB 12/10	12	10.2	31.7	38.9	42.3	47.8	48.6	65	120
DB 15/10	15	12.7	39.7	48.7	52.9	59.6	60.6	65	120
DB 18/10	18	15.3	47.6	58.4	63.5	71.8	73.0	80	145
DB 21/10	21	17.8	55.5	68.1	74.0	83.6	85.1	80	145
DB 24/10	24	20.4	63.5	77.8	84.6	95.6	97.3	90	170
DB 27/10	27	22.9	71.4	87.8	95.2	107	109	90	170
DB 30/10	30	25.5	79.5	97.5	106	120	122	100	190
DB 36/10	36	30.6	95.3	117	127	144	146	100	190

In 10 kA	Tensión Nominal Ur kVef	Tensión Operación Permanente Uc kVef	Altura h1 mm	Altura h2 mm	Distancia de fuga (1) mm	Peso neto Total (2) (Aproxim.) kg
Modelo						
DB 3/10	3	2.55	200	120	100	1.9
DB 6/10	6	5.10	260	160	210	2.6
DB 9/10	9	7.65	260	160	210	2.7
DB 10/10	10	8.50	320	240	320	3.1
DB 12/10	12	10.2	320	240	320	3.2
DB 15/10	15	12.7	320	240	320	3.4
DB 18/10	18	15.3	380	300	430	3.9
DB 21/10	21	17.8	380	300	430	4.1
DB 24/10	24	20.4	500	410	540	5.3
DB 27/10	27	22.9	500	410	540	5.5
DB 30/10	30	25.5	560	470	650	5.9
DB 36/10	36	30.6	560	470	650	6.2

Todos los modelos DB son provistos con preñascables de acero inoxidable y abrazaderas de sujeción propia de hierro cincado. El desconectador (desligador) de puesta a tierra - SAT 50 - es un accesorio opcional.

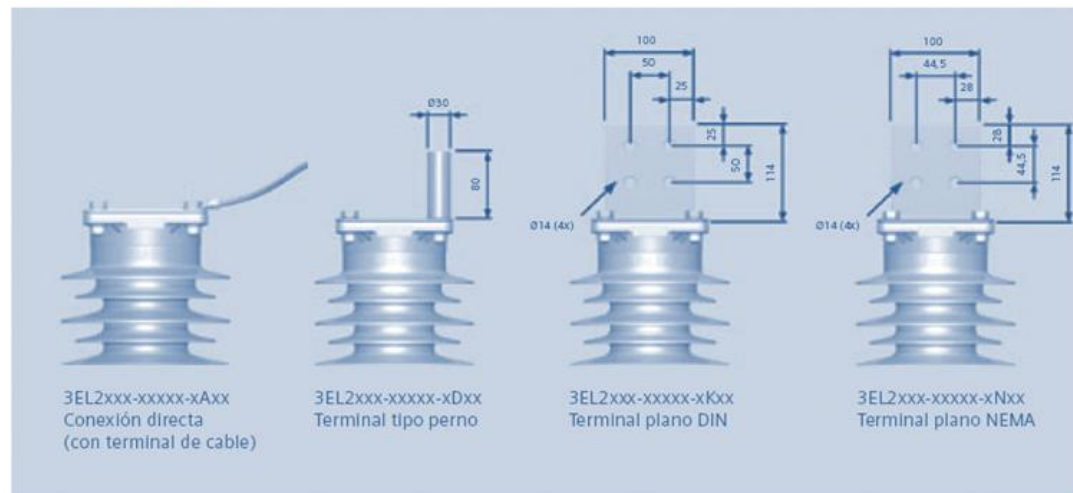
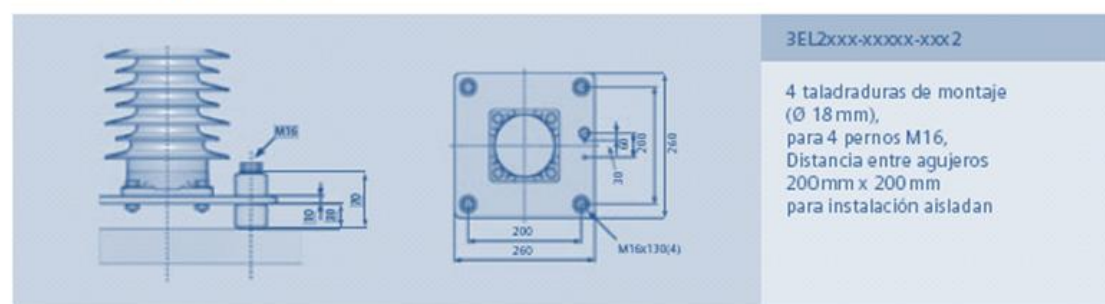
(1) Medida sobre el contorno de la envoltura de la porcelana entre el casquete superior y abrazadera de fijación

(2) Incluye abrazadera de fijación y desconectador

CODIGO 602

**DESCARGADOR 3EL2 145 KV**

Tensión máx. para equipos	Nivel básico de aislamiento frente a impulso atmosférico	Tensión nominal	Tensión de operación permanente	Clase de descarga de línea	Impulso rectangular de corriente 2 ms	Valores máx. de las tensiones residuales en caso de corrientes de descarga con los siguientes impulsos					
$U_m$ kV	BIL min kV	$U_i$ kV	$U_k$ kV	LD-CI	A	8/20 $\mu$ s 5 kA kV	8/20 $\mu$ s 10 kA kV	8/20 $\mu$ s 20 kA kV	30/60 $\mu$ s 0,5 kA kV	30/60 $\mu$ s 1 kA kV	30/60 $\mu$ s 2 kA kV
145	550	120	96	2	850	259	276	306	221	226	237
Tipo de descargador de sobretensión		Altura [H]	Número de unidades	Aislamiento de la carcasa		Línea de fuga	Esfuerzo dinámico máx. en cima	Sección anillo distribuidor de potencial [D]	Peso	Diagrama de, sobre-tensión temp.	Figura
		mm		Tensión soportable frente a impulso atmosférico <sup>1)</sup> 1,2/50 $\mu$ s kV	Tensión alterna soportable <sup>1)</sup> 1 min, wet kV	mm	N	mm	kg		
3EL2 120 - 2 P M 2 1 - 4 xxx		1240	1	676	315	4540	2300	-	31,1	2	21

**Conexiones a línea****Instalación y puesta a tierra**

## AISLADOR DE SOPORTE EXTERIOR



FABRICA ARGENTINA DE PORCELANAS ARMANINO S.A.

### AISLADORES SOPORTE CILINDRICO EXTERIOR TIPO MULTICONO



AISLADOR SOPORTE COLUMNIA EXTERIOR  
Tipo Multicono

Station Post T Insulators  
Multicorp Type

MODELO FAPA - CODIGO FAPA'S REFERENCE - CODE			MC 1220 /600
DESIGNACION IEC - IRAM IEC - IRAM DESIGNATION			273 - 2288 C6 - 550
Tensión de servicio indicativa Voltage rating			kVef 132
Tensión resistida de frecuencia industrial, lluvia Low frequency withstand voltage, wet			kVef 230
Tensión resistida de impulso, onda 1.2/50 µs Withstand impulse voltage, 1.2/50 µs wave			kVc 550
Carga mecánica de rotura	Carga mecánica de flexión Cantilever strength	daN	>600
	Carga mecánica de torsión Torsional strength	daN. m	>400
Altura del aislador Height of insulator			mm 1220 ± 1
Diámetro de la parte aislante Diameter of insulating part			mm 280
Diámetro del círculo de agujeros de la armadura superior Top metal fitting pitch circle diameter			mm 127
Diámetro máximo de la armadura superior Maximum diameter of top metal fitting			mm 153
Cantidad y tipo de rosca de la armadura superior Quantity and thread type of top metal fitting			Nº/ tipo 4 (M 16)
Diámetro del círculo de agujeros de la armadura inferior Bottom metal fitting pitch circle diameter			mm 200
Diámetro máximo de la armadura inferior Maximum diameter of bottom metal fitting			mm 235
Cantidad y diámetro de agujeros pasantes o roscados de la armadura inferior • Quantity and diameter of trough or threaded holes in the bottom metal fitting			Nº mm 4/18
Distancia de fuga Leakage distance			mm 2470
Peso neto aproximado Approximate net weight			Kg 93



## AISLADOR MONTAJE RÍGIDO



FABRICA ARGENTINA DE PORCELANAS ARMANINO S.A.

### AISLADORES DE MONTAJE RÍGIDO



**AISLADORES DE MONTAJE RIGIDO - MODELO ALT**   
ALT Pin Type Insulators

- Clase 56 - Norma ANSI C 29.6
- Métodos de ensayo- Norma ANSI C 29.1
- Class 56 - ANSI Standard C 29.6
- Test Methods - ANSI Standard C 29.1

MODELO FAPA - CODIGO FAPA'S REFERENCE CODE			ALT 56-1	ALT 56-1R	ALT 56-2	ALT 56-2R
TIPO TYPE			NORMAL PLAIN	ANTI RI RADIO FREED	NORMAL PLAIN	ANTI RI RADIO FREED
Clase ANSI - Cuello tipo - Rosca diámetro ANSI class - Neck type - Thread size			56-1 J	35 (1 3/8")	56-2 K	35 (1 3/8")
Tensión nominal típica. kV Typical voltage rating			25		25	
Distancia de fuga. mm Leakage distance. in			330 13		432 17	
Distancia de arco seco mm Dry arcing distance. in			178 7		210 8 1/4	
Altura del perno mínima. mm Minimum pin height. in			152 6		178 7	
Carga mecánica (flexión). Promedio. kN Cantilever strength. Average. pounds			11 2500		13 3000	
Tensiones de contorno promedio Average flashover voltage	Frecuencia industrial Low frequency	Seco. kV Dry	95		110	
		Lluvia. kV Wet	60		70	
	Impulso - Crítica Critical impulse	Positivo. kV Positive	150		175	
		Negativo. kV Negative	190		225	
Tensión de perforación frecuencia industrial.Promedio. kV Low frequency puncture voltage. Average			130		145	
Tensiones de radiointerferencia Radioinfluence voltage data	Tensión de ensayo a tierra. kV Test voltage to ground		15	15	22	22
	Tensión de RI máx.1000 kHz. µV Maximum RIV 1000 kHz		8000	100	12000	100
Peso neto aproximado. kg Net weight approximate. pounds			3,7 8,1		5,7 12,5	

## TRANSFORMADOR INTENSIDAD CH-145



### Gama

Los transformadores de medida de intensidad con aislamiento papel-aceite ARTECHE se denominan mediante las letras CA (tipo invertido) o CH (tipo horquilla), seguidas de 2 ó 3 cifras que coinciden con la tensión máxima de servicio para la que han sido diseñados.

La tabla muestra la gama actual de intensidad fabricada por ARTECHE. Las características son orientativas; ARTECHE puede fabricar estos transformadores de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional.

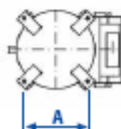
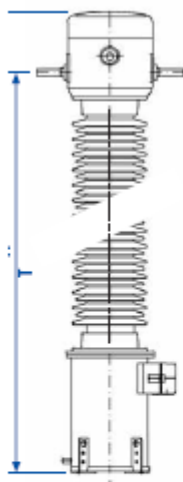
Relaciones de transformación: todo tipo de combinaciones posibles en un mismo aparato.

Arrollamientos secundarios para:

- Protección: todo tipo de clases de protección posibles, núcleos lineales, de baja inducción, etc.
- Medida: clases de precisión para cualquier necesidad de medida y facturación (incluyendo clase 0,1 / 0.15 de muy alta precisión y gama extendida en corriente).

Número de arrollamientos secundarios: según necesidades, hasta 10 secundarios o mas son posibles en un solo aparato.

Modelo CH  
CH Model



Modelo CH

CH Model

Modelo Model	Tensión máxima de servicio Highest system voltage (kV)	Tensiones de Ensayo Test Voltages		Linea de Fuga Estándar Standard Creepage Distance (mm)	Dimensiones Dimensions			Peso Weight (kg.)
		Frecuencia Industrial Power Frequency (kV)	Impulso Lightning Impulse (BIL) (kVp)		A (mm)	T (mm)	H (mm)	
CH-36	36	70	170	900	330	1.450	1.765	330
CH-52	52	90	250	1.300	330	1.450	1.765	330
CH-72	72,5	140	325	1.825	330	1.690	2.005	370
CH-100	100	185	450	2.500	330	1.690	2.005	380
CH-123	123	230	550	3.075	330	2.090	2.405	410
CH-145	145	275	650	3.625	330	2.250	2.565	430

Pesos y medidas aproximadas.  
Para necesidades especiales, consultar.

Intensidades primarias: desde 1 A hasta 2000 A.  
Intensidades de cortocircuito: hasta 48 kA.

## TRANSFORMADOR DE TENSIÓN UTE-145



### Gama

Los Transformadores de Tensión Inductivos de ARTECHE se denominan mediante el uso de diferentes letras (UT o UZ para transformadores monofásicos; VT o VZ para transformadores bifásicos) seguidas de 2 ó 3 cifras que coinciden con la tensión máxima de la red para la que han sido diseñados.

Las tablas muestran las gamas de ambos tipos de equipos fabricados por ARTECHE. Las características son orientativas; ARTECHE puede fabricarlos de acuerdo con **cualquier norma nacional o internacional**.

### Calidad

El Grupo ARTECHE se encuentra inmerso en la filosofía de la **Calidad Total**. Una decisión que implica importantes inversiones y esfuerzos en gestión, producción y formación para asegurar los máximos niveles de excelencia en productos, servicios y respeto medioambiental.

#### Gestión:

- Certificado del Sistema de Calidad conforme a la norma **ISO 9001:2000** e **ISO 14001**.
- Acuerdos de Calidad Concertada con Compañías Eléctricas.

#### Control:

- Laboratorios físico-químicos y eléctricos para ensayos de aprobación bajo cualquier Norma Internacional.
- Protocolos de **ensayos tipo** emitidos por **KEMA, CESI, LABEIN, LAPEM, RENARDIÈRES...**
- Niveles de homologación: a solicitud del Cliente.

### Diseño y Fabricación

El transformador de tensión puede tener varios circuitos secundarios para medida y/o protección. Todos los arrollamientos secundarios y el primario están bobinados sobre el mismo núcleo, por lo que se transmite toda la potencia.

El núcleo y los arrollamientos van colocados dentro de una cuba metálica. Los arrollamientos son de **diseño antirresonante** lo que proporciona al aparato un correcto comportamiento tanto a frecuencia industrial como ante fenómenos transitorios de alta frecuencia.

El conjunto está **herméticamente sellado** con un compensador que absorbe las variaciones de volumen de aceite. Va provisto de un dispositivo de toma de muestras de aceite para su análisis periódico.

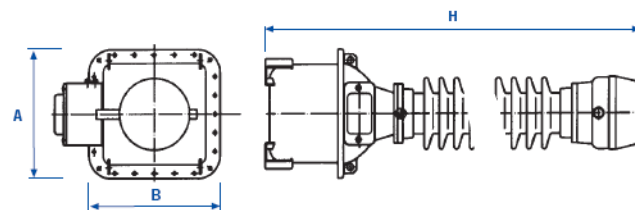
Los aparatos se ensayan como rutina, a descargas parciales, tangente delta, aislamiento y precisión y están diseñados para soportar todos los ensayos tipo que indican las normas.

### Transformadores de Tensión Inductivos • Inductive Voltage Transformers

Modelo <i>Model</i>	Tensión máxima de servicio <i>Highest system voltage</i> (kV)	Tensiones de ensayo <i>Test voltages</i>			Potencia térmica <i>Thermal Burden</i> (VA)	Linea de fuga estándar <i>Standard creepage distance</i> (mm)	Dimensiones <i>Dimensions</i>			Peso <i>Weight</i> (Kg)
		Frecuencia Industrial <i>Power frequency</i> (kV)	Impulso <i>Lightning Impulse (BIL)</i> (kVp)	Maniobra <i>Switching Impulse (SIL)</i> (kVp)			Fig	A x B (mm)	H (mm)	
UZK-24	24	50	125	-	1500	790	Fig. 1	300x300	970	85
UTE-145	145	275	650	-	3500	3625	Fig. 3	350x475	2105	335

#### \* Para alimentación de servicios auxiliares • Auxiliary services power supply

UTE-72	72,5	140	325	-	10.000*	1825	Fig. 3	400x430	1645	285
UTE-145	145	275	650	-	7.500*	3625	Fig. 3	350x475	2105	335
UTE-170	170	325	750	-	7.500*	4250	Fig. 3	350x475	2235	350
UTP-245	245	395	900	-	100.000	6125	Fig. 3	1219x1676	3940	4330





## TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD CXE-24



### Calidad

El Grupo ARTECHE se encuentra inmerso en la filosofía de la **Calidad Total**. Una decisión que implica importantes inversiones y esfuerzos en gestión, producción y formación para asegurar los máximos niveles de excelencia en productos, servicios y respeto medioambiental.

#### Gestión:

- Certificado del Sistema de Calidad conforme a la norma **ISO 9001:2000** e **ISO 14001**.
- Acuerdos de Calidad Concertada con Compañías Eléctricas.

#### Control:

- Laboratorios físico-químicos y eléctricos para ensayos de aprobación bajo cualquier Norma Internacional.
- Protocolos de **ensayos tipo** emitidos por **KEMA, CESI, LABEIN, LAPEM, RENARDIÈRES...**
- Niveles de homologación: a solicitud del Cliente.

### Diseño y Fabricación



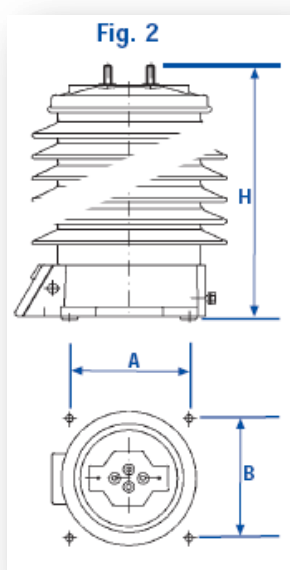
Sección de un Transformador de Intensidad tipo CX. La porcelana exterior aporta una excelente resistencia a la intemperie.

Los transformadores de medida con aislamiento seco de Arteché están fundidos bajo vacío con resina epoxy y aislamiento externo de porcelana ó resina cicloalifática. Se utilizan anillos ó pantallas deflectoras para una distribución adecuada del campo eléctrico a lo largo de todo el aislador.

#### Transformadores de Intensidad con aislador de porcelana - CX.

Las partes activas están moldeadas en resina epoxy que las fija, separa y aísla. El cuerpo de resina está dentro de un aislador hueco de porcelana, que provee la línea de fuga y excelente resistencia a la intemperie. La cámara entre el cuerpo de resina y el aislador de porcelana se sella herméticamente por juntas de caucho nitrílico; en los modelos para niveles de aislamiento arriba de 36 kV se rellena con aceite

Modelo <i>Model</i>	Tensión máxima de servicio <i>Highest system voltage</i> (kV)	Tensiones de ensayo <i>Test voltages</i>		Linea de fuga estándar <i>Standard creepage distance</i> (mm)	Dimensiones <i>Dimensions</i>				Peso <i>Weight</i> (Kg)
		Frecuencia Industrial <i>Power frequency</i> (kV)	Impulso <i>Lightning Impulse (BIL)</i> (kVp)		Fig	A (mm)	B(*T) (mm)	H (mm)	
CXD-24	24	50	125	744	Fig. 2	210	210	462	43
CXE-24	24	50	125	744	Fig. 2	250	250	480	72
CXE-36	36	70	170	900	Fig. 2	250	250	532	80



Nº MAX. DE SECUNDARIOS MAX. NUMBER OF SECONDARIES	$I_{CC} = 100 \times I_N$ $I_{TH} = 100 \times I_N$		$I_{CC} = 200 \times I_N$ $I_{TH} = 200 \times I_N$		$I_N$ MAX (A)		$I_{CC}$ Máx. $I_{TH}$ Max.
	CEI/IEC	IEEE	CEI/IEC	IEEE	SRP/SPR	DRP/DPR	KA/1S
2	1x15 VA 0,2 1x30 VA 0,5 1x20 VA 5P10	1x0,3 B0,5 1x0,6 B2 1xC50	1x15 VA 0,5 1x10 VA 5P10	1x0,6 B0,5 1xC50	1200	2x600 600x1200	100

## TRANSFORMADOR DE TENSIÓN 24 KV



### Calidad

El Grupo ARTECHE se encuentra inmerso en la filosofía de la **Calidad Total**. Una decisión que implica importantes inversiones y esfuerzos en gestión, producción y formación para asegurar los máximos niveles de excelencia en productos, servicios y respeto medioambiental.

#### Gestión:

- Certificado del Sistema de Calidad conforme a la norma **ISO 9001:2000** e **ISO 14001**.
- Acuerdos de Calidad Concertada con Compañías Eléctricas.

#### Control:

- Laboratorios físico-químicos y eléctricos para ensayos de aprobación bajo cualquier Norma Internacional.
- Protocolos de **ensayos tipo** emitidos por **KEMA, CESI, LABEIN, LAPEM, RENARDIERES...**
- Niveles de homologación: a solicitud del Cliente.

### Diseño y Fabricación

El transformador de tensión puede tener varios circuitos secundarios para medida y/o protección. Todos los arrollamientos secundarios y el primario están bobinados sobre el mismo núcleo, por lo que se transmite toda la potencia.

El núcleo y los arrollamientos van colocados dentro de una cuba metálica. Los arrollamientos son de **diseño antirresonante** lo que proporciona al aparato un correcto comportamiento tanto a frecuencia industrial como ante fenómenos transitorios de alta frecuencia.

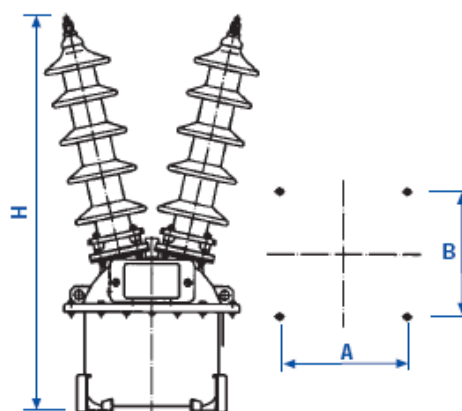
El conjunto está **herméticamente sellado** con un compensador que absorbe las variaciones de volumen de aceite. Va provisto de un dispositivo de toma de muestras de aceite para su análisis periódico.

Los aparatos se ensayan como rutina, a descargas parciales, tangente delta, aislamiento y precisión y están diseñados para soportar todos los ensayos tipo que indican las normas.

### Transformadores de Tensión Inductivos • Inductive Voltage Transformers

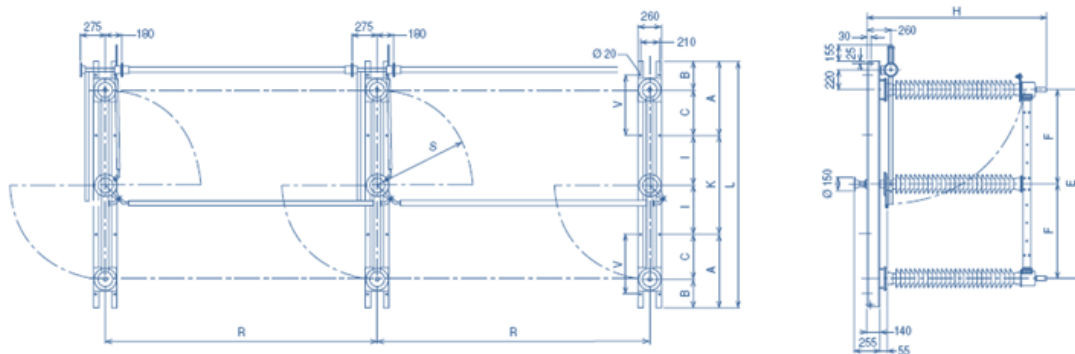
Modelo <i>Model</i>	Tensión máxima de servicio <i>Highest system voltage</i> (kV)	Tensiones de ensayo <i>Test voltages</i>			Potencia térmica <i>Thermal Burden</i> (VA)	Línea de fuga estándar <i>Standard creepage distance</i> (mm)	Dimensiones <i>Dimensions</i>			Peso <i>Weight</i> (Kg)
		Frecuencia Industrial <i>Power frequency</i> (kV)	Impulso <i>Lightning Impulse (BIL)</i> (kVp)	Maniobra <i>Switching Impulse (SIL)</i> (kVp)			Fig	A x B (mm)	H (mm)	
UZX-24	24	50	125	-	1500	790	Fig. 1	300x300	970	85

Fig. 2



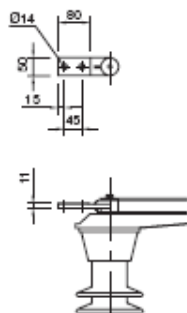
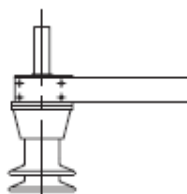
**SECCIONADOR SG3C-145****CARACTERISTICAS ELECTRICAS • ELECTRICAL CHARACTERISTICS**

REFERENCIA REFERENCE			TENSION NOMINAL	INTENSIDAD NOMINAL  RATED NORMAL CURRENT	TENSION DE ENSAYO IMPULSE WITHSTAND VOLTAGE				INTENSIDAD DE CORTA DURACION (Valor eficaz)  SHORT TIME WITHSTAND CURRENT (RMS) (1) kA	VALOR CRESTA DE LA INTENSIDAD  PEAK WITHSTAND CURRENT  (1) kA	TIPO DE AISLADOR  INSULATOR TYPE
			RATED VOLTAGE		A TIERRA Y ENTRE POLOS TO EARTH AND BETWEEN POLES		SOBRE LA DISTANCIA DE SECCIONAMIENTO ACROSS ISOLATING DISTANCE				
					A frecuencia industrial bajo lluvia Power frequency wet kV	A impulso Impulse kV	A frecuencia industrial bajo lluvia Power frequency wet kV	A impulso Impulse kV			
			kV	A					kA		
C	SG3C-145/1600	SG3CT-145/1600	145	1600	275	650	315	750	40	100	C4-650
	SG3C-145/2000	SG3CT-145/2000		2000					50	125	
	SG3C-145/2750	SG3CT-145/2750		2750					50	125	
	SG3C-170/1600	SG3CT-170/1600	170	1600	325	750	375	860	40	100	C4-750
	SG3C-170/2000	SG3CT-170/2000		2000					50	125	
	SG3C-170/2750	SG3CT-170/2750		2750					50	125	
	SG3C-245/1600	SG3CT-245/1600	245	1600	460	1050	530	1200	40	100	C4-1050
	SG3C-245/2000	SG3CT-245/2000		2000					50	125	
	SG3C-245/2750	SG3CT-245/2750		2750					50	125	

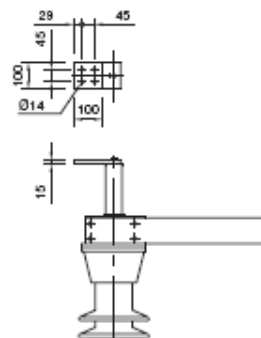
**C SG3C, SG3CT. 145 kV ≤ Un ≤ 245 kV 1600 A ≤ In ≤ 2750 A****DIMENSIONES • DIMENSIONS**

SECCIONADOR DISCONNECTOR		SECCIONADOR CON PUESTA A TIERRA DISCONNECTOR WITH EARTHING BLADES		DIMENSIONES DIMENSIONS												
REFERENCIA REFERENCE	PESO WEIGHT	REFERENCIA REFERENCE	PESO WEIGHT	A	B	C	D	E	F	H		I	K	L	M	(2) S
SG3C-145/1250	1385	SG3CT-145/1250	1505	815	315	500	-	2100	1050	1955	SG3C	550	1100	-	-	3000
SG3C-145/1600	1380	SG3CT-145/1600	1505							1955	SG3CT					1000
SG3C-145/2000	1390	SG3CT-145/2000	1515							1883						680
SG3C-145/2750	1495	SG3CT-145/2750	1535							2010						
SG3C-170/1250	1450	SG3CT-170/1250	2155	715	315	400	-	2400	1200	2155	-	700	1400	-	-	3200
SG3C-170/1600	1455	SG3CT-170/1600	1585													1150
SG3C-170/2000	1465	SG3CT-170/2000	1595													680
SG3C-170/2750	1475	SG3CT-170/2750	1615							2210						
SG3C-245/1250	2085	SG3CT-245/1250	2145	715	315	400	-	3000	1500	2755	-	1100	2200	-	-	4500
SG3C-245/1600	2085	SG3CT-245/1600	2145							2755						1450
SG3C-245/2000	2020	SG3CT-245/2000	2160							2783						580
SG3C-245/2750	2035	SG3CT-245/2750	2175							2810						


(1) Para valores distintos a los indicados, consultar.  
Other different values available under request.(2) R es la distancia entre polos normalizada de MESA, otras distancias, bajo demanda.  
R distance between poles is the MESA standard one. Other distances are available under request.

**DIMENSIONES****TERMINALES DE CONEXION • TERMINALS****BORNAS PLANAS**  
FLAT TERMINALS**BORNAS CILINDRICAS**  
CILYNDRICAL TERMINALS

1250 A, 1600 A	2000 A, 2750 A
Ø 40 x 125	Ø 50 x 125

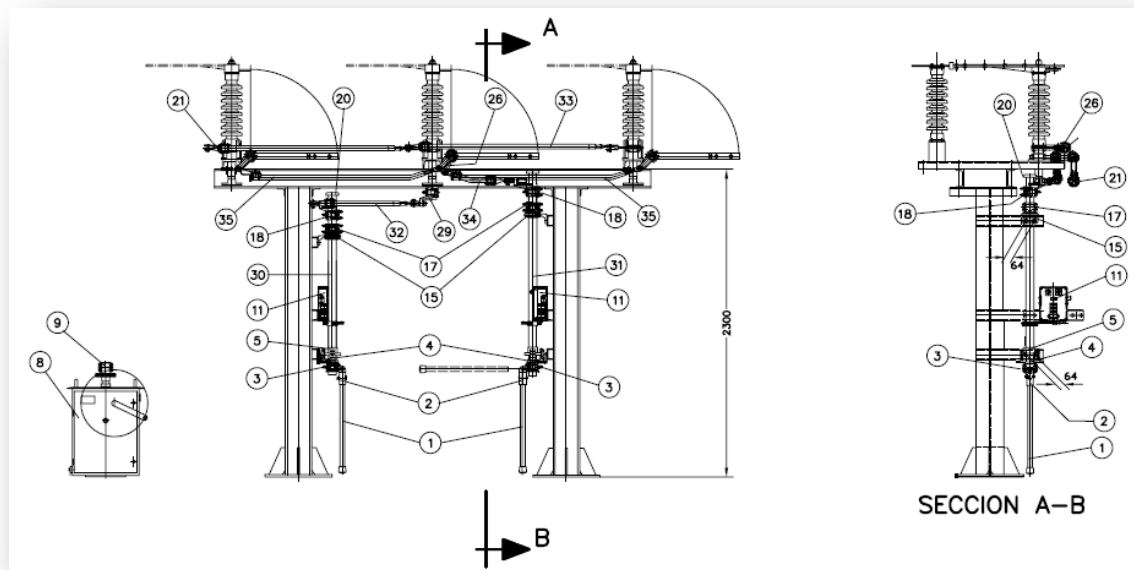
**BORNAS TIPO NEMA**  
NEMA TYPE TERMINALS

## SECCIONADOR DIALT 24 KV

DIALT	
17,5 - 72,5 kV / EXTERIOR SECCIONADOR GIRATORIO DE APERTURA LATERAL	
	
Normas:	UNE-EN 60129; UNE-EN 60694
Generalidades:	SECCIONADOR I GIRATORIO DE APERTURA LATERAL PARA SERVICIO EN SUBESTACIONES, ESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN Y LÍNEAS DE TRANSPORTE CON DISTINTOS TIPOS DE MONTAJE I O III, HORIZONTAL O VERTICALMENTE. VÁLIDO PARA TENSIONES DESDE 17,5 kV HASTA 72,5 kV E INTENSIDADES DE 630 A 1600 A. ACCIONAMIENTO POR MANDOS GIRATORIOS, MANUALES O MOTORIZADOS.
Construcción:	EL BASTIDOR ES DE PERFIL EN U GALVANIZADO EN CALIENTE, CON AISLADORES DE PORCELANA MARRÓN SEGÚN NORMAS UNE 21110 Y LAS VÍAS DE CORRIENTE SON DE COBRE ELECTROLÍTICO PROTEGIDO. PUEDE INCORPORAR CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA ENCLAVADAS MECÁNICAMENTE CON LAS PRINCIPALES, EN LA PARTE SUPERIOR O INFERIOR, CUYO ACCIONAMIENTO, BIEN EN MONTAJE I O III SE REALIZA TAMBIÉN CON MANDO GIRATORIO. TERMINALES DE CONEXIÓN RECTANGULARES O REDONDOS.

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS:

VALORES NOMINALES		NIVELES DE AISLAMIENTO				INTENSIDADES MÁXIMAS	
Tensión nominal Un	Intensidad nominal In	Tensión soportada a impulsos tipo rayo		Tensión soportada a frecuencia industrial		Intensidad corta duración Ith, 1s	Máxima intensidad admisible Idin
A tierra y entre polos		A seccionamiento	A tierra y entre polos	A seccionamiento			
(kV)	(A)	(kV cr)	(kV cr)	(kV ef)	(kV ef)	(kA ef)	(kA cr)
24	630					20	50
	800					25	63
	1250	125	145	50	60	31,5	80
	1600					40	100
	2000					40	100



Tubo de unión fases P.a.T.	35	PR/1198-2		Manguito de apoyo 2°G	17	PR/307-2	
Tubo de reenvío P.a.T.	34	PR/1198-1		Ménsula de apoyo 2°G	15	PR/308-2	
Tubo de unión fases principal	33	PR/1198-2		Montaje señalización 2°G	11	PR/11	
Tubo de reenvío principal	32	PR/1198-1		Corona de regulación 2°G	9	PR/299-2	Opcional
Tubo de bajada P.a.T. 2°G	31			Accionamiento eléctrico MEG	8	PR/840	Opcional
Tubo de bajada principal 2°G	30			Disco de enclavamiento 2°G	5	PR/301-2	
Corona con reenvío	29	PR/1205		Soporte sujeción mando 2°G	4	PR/713-2	
Palanca	26	PR/766		Acoplador portapalanca 2°G	3	PR/298-2	
Abrazadera 1°G	21	PR/309		Portapalanca	2	PR/720	
Tapón 2°G	20	PR/715-2		Palanca	1	PR/719-2	
Reenvío 2°G	18	PR/866-2					





## 12 Normas y especificaciones técnicas de obligado cumplimiento

Las normas que a continuación se citan serán de obligado cumplimiento en todos los procesos y cálculos del presente proyecto:

### 12.1 Generales

UNE 20324:1993	Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
UNE 20324/1M:2000	Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
UNE 20324:2004 ERRATUM	Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP).
UNE 21308-1:1994	Ensayos en alta tensión. Parte 1: definiciones y prescripciones generales relativas a los ensayos.
UNE-EN 50102:1996	Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
UNE-EN 50102 CORR:2002	Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
UNE-EN 50102/A1:1999	Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
UNE-EN 50102/A1 CORR:2002	Grados de protección proporcionados por las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos (código IK).
UNE-EN 60060-2:1997	Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
UNE-EN 60060-2/A11:1999	Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 2: Sistemas de medida.
UNE-EN 60060-3:2006	Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
UNE-EN 60060-3 CORR.:2007	Técnicas de ensayo en alta tensión. Parte 3: Definiciones y requisitos para ensayos in situ.
UNE-EN 60071-1:2006	Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
UNE-EN 60071-2:1999	Coordinación de aislamiento. Parte 2: Guía de aplicación.
UNE-EN 60270:2002	Técnicas de ensayo en alta tensión. Medidas de las descargas parciales.
UNE-EN 60865-1:1997	Corrientes de cortocircuito. Parte 1: Definiciones y métodos de cálculo.
UNE-EN 60909-0:2002	Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 0: Cálculo de corrientes.
UNE-EN 60909-3:2004	Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Parte 3: Corrientes durante dos cortocircuitos monofásicos a tierra simultáneos y separados y corrientes parciales de cortocircuito circulando a través de tierra



## 12.2 Cables y conductores

UNE 21144-1-1:1997	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
UNE 21144-1-1/2M:2002	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 1: Generalidades.
UNE 21144-1-2:1997	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 2: Factores de pérdidas por corrientes de Foucault en las cubiertas en el caso de dos circuitos en capas.
UNE 21144-1-3:2003	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 1: Ecuaciones de intensidad admisible (factor de carga 100%) y cálculo de pérdidas. Sección 3: Reparto de la intensidad entre cables unipolares dispuestos en paralelo y cálculo de pérdidas por corrientes circulantes.
UNE 21144-2-1:1997	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
UNE 21144-2-1/1M:2002	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
UNE 21144-2-1/2M:2007	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 1: Cálculo de la resistencia térmica.
UNE 21144-2-2:1997	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 2: Resistencia térmica. Sección 2: Método de cálculo de los coeficientes de reducción de la intensidad admisible para grupos de cables al aire y protegidos de la radiación solar.
UNE 21144-3-1:1997	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 1: Condiciones de funcionamiento de referencia y selección del tipo de cable.
UNE 21144-3-2:2000	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 2: Optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia.
UNE 21144-3-3:2007	Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible. Parte 3: Secciones sobre condiciones de funcionamiento. Sección 3: Cables que cruzan fuentes de calor externas.
UNE 21192:1992	Cálculo de las intensidades de cortocircuito térmicamente admisibles, teniendo en cuenta los efectos del calentamiento no adiabático.
UNE 207015:2005	Conductores de cobre desnudos cableados para líneas eléctricas aéreas
UNE 211003-1:2001	Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 1 kV ( $U_m = 1,2$ kV) a 3 kV ( $U_m = 3,6$ kV).
UNE 211003-2:2001	Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV ( $U_m = 7,2$ kV) a 30 kV ( $U_m = 36$ kV).
UNE 211003-3:2001	Límites de temperatura de cortocircuito en cables eléctricos de tensión asignada superior a 30 kV ( $U_m = 36$ kV).
UNE 211004:2003	Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ( $U_m = 170$ kV) hasta 500 kV ( $U_m = 550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
UNE 211004/1M:2007	Cables de potencia con aislamiento extruido y sus accesorios, de tensión asignada superior a 150 kV ( $U_m = 170$ kV) hasta 500 kV ( $U_m = 550$ kV). Requisitos y métodos de ensayo.
UNE 211435:2007	Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior o igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución.
UNE-EN 50182:2002	Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
UNE-EN 50182 CORR.:2005	Conductores para líneas eléctricas aéreas. Conductores de alambres redondos cableados en capas concéntricas.
UNE-EN 50183:2000	Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres en aleación de aluminio-magnesio-silicio.
UNE-EN 50189:2000	Conductores para líneas eléctricas aéreas. Alambres de acero galvanizado.
UNE-EN 50397-1:2007	Conductores recubiertos para líneas aéreas y sus accesorios para tensiones nominales a partir de 1 kV c.a. hasta 36 kV c.a. Parte 1: Conductores recubiertos.
UNE-EN 60228:2005	Conductores de cables aislados.
UNE-EN 60228 CORR.:2005	Conductores de cables aislados.



UNE-HD 620-7-E-2:1996	Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 7: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de EPR. Sección E-2: Cables reunidos en haz con fiador de acero para distribución aérea y servicio MT (tipo 7E-2).
UNE-HD 620-9-E:2007	Cables eléctricos de distribución con aislamiento extruido, de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 9: Cables unipolares y unipolares reunidos, con aislamiento de HEPR. Sección E: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 9E-1, 9E-4 y 9E-5).
UNE-HD 632-3A:1999	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 3: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 3A).
UNE-HD 632-5A:1999	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 5: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 5A).
UNE-HD 632-6A:1999	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 6: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y pantalla metálica y sus accesorios (lista de ensayos 6A).
UNE-HD 632-8A:1999	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 8: Prescripciones de ensayo para cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios. Sección A: Cables con aislamiento de EPR y cubierta metálica y sus accesorios (lista de ensayos 8A).
PNE 211632-4A	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 4: Cables con aislamiento de HEPR y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).
PNE 211632-6A	Cables de energía con aislamiento extruido y sus accesorios, para tensión asignada desde 36 kV (Um = 42 kV) hasta 150 kV (Um = 170 kV). Parte 6: Cables con aislamiento de XLPE y cubierta de compuesto de poliolefina (tipos 1, 2 y 3).

### 12.3 Accesorios para cables

UNE 21021:1983	Piezas de conexión para líneas eléctricas hasta 72,5 kV.
UNE-EN 61442:2005	Métodos de ensayo para accesorios de cables eléctricos de tensión asignada de 6 kV (Um = 7,2 kV) a 36 kV (Um = 42 kV)
UNE-EN 61854:1999	Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para separadores.
UNE-EN 61897:2000	Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para amortiguadores de vibraciones eólicas tipo "Stockbridge".
UNE-EN 61238-1:2006	Conectores mecánicos y de compresión para cables de energía de tensiones asignadas hasta 36 kV (Um=42 kV). Parte 1: Métodos de ensayo y requisitos.
UNE-HD 629-1:1998	Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada de 3,6/6(7,2) kV hasta 20,8/36(42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.
UNE-HD 629-1/A1:2002	Prescripciones de ensayo para accesorios de utilización en cables de energía de tensión asignada desde 3,6/6 (7,2) kV hasta 20,8/36 (42) kV. Parte 1: Cables con aislamiento seco.





## 12.4 Apoyos y herrajes

UNE 21004:1953	Crucetas de madera para líneas eléctricas.
UNE 21092:1973	Ensayo de flexión estática de postes de madera.
UNE 21094:1983	Impregnación con creosota a presión de los postes de madera de pino. Sistema Rüping.
UNE 21097:1972	Preservación de los postes de madera. Condiciones de la creosota.
UNE 21151:1986	Preservación de postes de madera. Condiciones de las sales preservantes más usuales.
UNE 21152:1986	Impregnación con sales a presión de los postes de madera de pino. Sistema por vacío y presión.
UNE 37507:1988	Recubrimientos galvanizados en caliente de tornillería y otros elementos de fijación.
UNE 207009:2002	Herrajes y elementos de fijación y empalme para líneas eléctricas aéreas de alta tensión.
UNE 207016:2007	Postes de hormigón tipo HV y HVH para líneas eléctricas aéreas.
UNE 207017:2005	Apoyos metálicos de celosía para líneas eléctricas aéreas de distribución.
UNE 207018:2006	Apoyos de chapa metálica para líneas eléctricas aéreas de distribución.
UNE-EN 12465:2002	Postes de madera para líneas aéreas. Requisitos de durabilidad.
UNE-EN 60652:2004	Ensayos mecánicos de estructuras para líneas eléctricas aéreas.
UNE-EN 61284:1999	Líneas eléctricas aéreas. Requisitos y ensayos para herrajes.
UNE-EN ISO 1461:1999	Recubrimientos galvanizados en caliente sobre productos acabados de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo.

## 12.5 Aparamenta

UNE 21120-2:1998	Fusibles de alta tensión. Parte 2: Cortacircuitos de expulsión.
UNE-EN 60265-1:1999	Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
UNE-EN 60265-1 CORR:2005	Interruptores de alta tensión. Parte 1: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas superiores a 1 kV e inferiores a 52 kV.
UNE-EN 60265-2:1994	Interruptores de alta tensión. Parte 2: interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV
UNE-EN 60265-2/A1:1997	Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
UNE-EN 60265-2/A2:1999	Interruptores de alta tensión. Parte 2: Interruptores de alta tensión para tensiones asignadas iguales o superiores a 52 kV.
UNE-EN 60282-1:2007	Fusibles de alta tensión. Parte 1: Fusibles limitadores de corriente
UNE-EN 62271-100:2003	Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
UNE-EN 62271-100/A1:2004	Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
UNE-EN 62271-100/A2:2007	Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna para alta tensión.
UNE-EN 62271-102:2005	Aparamenta de alta tensión. Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna.



## 12.6 Aisladores

UNE 21009:1989	Medidas de los acoplamientos para rótula y alojamiento de rotula de los elementos de cadenas de aisladores
UNE 21128:1980	Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
UNE 21128/1M:2000	Dimensiones de los acoplamientos con horquilla y lengüeta de los elementos de las cadenas de aisladores.
UNE 21909:1995	Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE 21909/1M:1998	Aisladores compuestos destinados a las líneas aéreas de corriente alterna de tensión nominal superior a 1.000 V. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE 207002:1999 IN	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Ensayos de arco de potencia en corriente alterna de cadenas de aisladores equipadas.
UNE-EN 60305:1998	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Elementos de las cadenas de aisladores de material cerámico o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de las cadenas de aisladores tipo caperuza y vástago.
UNE-EN 60372:2004	Dispositivos de enclavamiento para las uniones entre los elementos de las cadenas de aisladores mediante rótula y alojamiento de rótula. Dimensiones y ensayos.
UNE-EN 60383-1:1997	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE-EN 60383-1/A11:2000	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Elementos de aisladores de cadena de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE-EN 60383-2:1997	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Parte 2: Cadenas de aisladores y cadenas de aisladores equipadas para sistemas de corriente alterna. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE-EN 60433:1999	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Aisladores de cerámica para sistemas de corriente alterna. Características de los elementos de cadenas de aisladores de tipo bastón
UNE-EN 61211:2005	Aisladores de material cerámico o vidrio para líneas aéreas con tensión nominal superior a 1000 V. Ensayos de perforación con impulsos en aire.
UNE-EN 61325:1997	Aisladores para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1.000 V. Elementos aisladores de cerámica o de vidrio para sistemas de corriente continua. Definiciones, métodos de ensayo y criterios de aceptación.
UNE-EN 61466-1:1998	Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 1: Clases mecánicas y acoplamientos de extremos normalizados.
UNE-EN 61466-2:1999	Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas
UNE-EN 61466-2/A1:2003	Elementos de cadenas de aisladores compuestos para líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 kV. Parte 2: Características dimensionales y eléctricas.
UNE-EN 62217:2007	Aisladores poliméricos para uso interior y exterior con una tensión nominal superior a 1000 V. Definiciones generales, métodos de ensayo y criterios de aceptación.

## 12.7 Pararrayos

UNE 21087-3:1995	Pararrayos. Parte 3: ensayos de contaminación artificial de los pararrayos.
UNE-EN 60099-1:1996	Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
UNE-EN 60099-1/A1:2001	Pararrayos. Parte 1: Pararrayos de resistencia variable con explosores para redes de corriente alterna.
UNE-EN 60099-4:2005	Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
UNE-EN 60099-4/A1:2007	Pararrayos. Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
UNE-EN 60099-5:2000	Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.
UNE-EN 60099-5/A1:2001	Pararrayos. Parte 5: Recomendaciones para la selección y utilización.



## 13 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ángel Luís Orilla Fernández: ‘Instalaciones Eléctricas I’
- [2] *Annalen der Physik*
- [3] Ministerio de Industria. *Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo por el que se aprueba el procedimiento de medida y control del suministro eléctrico*
- [4] Ministerio de Economía, Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.
- [5] Gilberto Enrique Harper: “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas (Editorial Limusa, 1998)
- [6] Günter G. Seip: Instalaciones Eléctricas (2ª Edición, 1989)
- [7] Enrique Ras Oliva: Transformadores de Potencia, de Medida y Protección (Marcombo S.A., 7ª Edición, 1988).
- [8] Fermín Barrero: Sistemas de Energía Eléctrica (Clara Mª de la Fuente, 2004, Paraninfo)
- [9] Moisés García Torrero: Proyecto de una Subestación Transformadora de Energía Eléctrica de 132/20 KV (2007)
- [10] Fco. José Guzmán: Apuntes de “Análisis de Sistemas Eléctricos” (2009)
- [11] Antonio Jesús Conejo Navarro: Instalaciones Eléctricas (2007, Mc Graw Hill)
- [12] Ángel Ramos. Asignatura “Gestión de Redes Eléctricas” de la Escuela Politécnica Superior de Ingeniería Técnica Eléctrica
- [13] David Torres Rodríguez: Proyecto Final de Carrera, Instalación de un Parque Eólico (9 de Abril de 2007)



- [14] Manuel Garrote Mercuende: Proyecto Final de Carrera, Diseño de una Subestación 132/20 KV.
- [15] André Paniagua González: Proyecto Final de Carrera, Estudio general de puesta a tierra en subestaciones.

#### REFERENCIAS A PÁGINAS WEBS

- [16] <http://pdf.rincondelvago.com/centrales-y-subestaciones.html>
- [17] <http://otv.unionfenosa.es/>
- [18] [www.escuelaendesa.com](http://www.escuelaendesa.com) [basado en los Reales Decretos RD 436/2004, RD 1556/2005, RD 1634/2006, RD 661/2007]
- [19] <http://www.medioambientecantabria.com>
- [20] [http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria\\_electrica\\_y\\_electronica](http://www.elprisma.com/apuntes/ingenieria_electrica_y_electronica)
- [21] <http://www.vestas.com/es/es/>
- [22] <http://www.nichese.com>
- [23] [http://www.rsisolsec.com/es/iso\\_album/m4fn\\_3.pdf](http://www.rsisolsec.com/es/iso_album/m4fn_3.pdf)
- [24] <http://www.angelfire.com/nc2/misdocumentos/subestacion/datosycalculos.html>
- [25] <http://www.ormazabal.es/>
- [26] <http://www.mesa.es>
- [27] <http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-08-114.pdf>
- [28] <http://fhanorelectri.blogspot.com/2008/07/malla-tierra.html>
- [29] [www.cifacantabria.com](http://www.cifacantabria.com)
- [30] <http://hugarcapella.files.wordpress.com/2010/03/conductores-de-aluminio1.pdf>